

UNIVERSIDADE DE LISBOA
FACULDADE DE CIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA GEOGRÁFICA, GEOFÍSICA E ENERGIA



Avaliação dinâmica da rede elétrica e qualidade de energia em sistemas isolados: O caso de estudo da ilha de Santiago – Cabo Verde

Bruno Alexandre da Veiga

Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente

Dissertação orientada por:

Professora Doutora Ana Isabel Lopes Estanqueiro (FCUL/LNEG)

Doutor Joaquim M. Antunes Duque (LNEG)

Agradecimentos

Em primeiro lugar agradeço a Deus por todas as bênçãos concebidas,

À minha família por todo sacrifício e amparo ao longo destes anos,

A todos os professores, amigos e colegas que fizeram parte desta caminhada!!

Resumo

O processo de planeamento e gestão de redes elétricas em regiões isoladas (tipo ilhas), mesmo nos dias que correm, continua a enfrentar as problemáticas de garantia de segurança, fiabilidade e qualidade de abastecimento em padrões elevados, o que é aliado muitas vezes à falta de modernização da rede bem como da sua regulamentação face à crescente integração de geração dispersa no SEE.

Na presente dissertação, numa primeira fase, recorrendo a uma ferramenta desenvolvida na plataforma comercial GAMS® e devidamente validada com resultados similares ao da REN é avaliada a capacidade de resiliência da rede elétrica da ilha de Santiago, através do balanço de potência em cada barramento, numa perspetiva de otimização do trânsito de energia cuja finalidade consistia na redução de perdas no sistema de transmissão.

São abordados dois cenários operacionais da rede elétrica, o cenário A da atual configuração do SEE (a capacidade instalada e níveis de consumo atuais), e o cenário B que recorre aos estudos realizados pelas entidades governamentais para o horizonte 2020 que visa aumentar em 50% a capacidade renovável instalada e considera uma taxa de crescimento média anual (TCMA) de 7% do consumo na ilha. De referir ainda que na análise de ambos os cenários, teve-se em conta semanas típicas de consumo na ilha, nomeadamente a semana de fevereiro e agosto.

De seguida é considerado a integração na rede elétrica da ilha, de uma central de dessalinização a osmose inversa, com o valor de capacidade instalada idêntico à da central existente na ilha, como forma de mitigação do “*curtailment*” das centrais renováveis (em especial da eólica). Esta adição aumenta a disponibilidade hídrica da ilha, aumenta capacidade de penetração das tecnologias renováveis, contribui para a solução da escassez de água potável na ilha e a regulação desse consumo adicional introduz uma forma indireta de armazenamento de energia no modelo sob a forma de água potável disponível. Com base na plataforma comercial GAMS®, parametrizado em Excel com o VBA® (Visual Basic for Applications), foi possível desenvolver um modelo matemático baseado no balanço de potência nos barramentos da rede que integra a central de dessalinização na rede elétrica da ilha.

Para o cenário A na semana típica de consumo de Fevereiro obteve-se uma penetração de energia proveniente de fontes renováveis em cerca de 96% (4% de “*curtailment*”), com um aumento de 36% na capacidade instalada da dessalinização, que permitiu um excedente de 590 m³ de água potável na ilha. Já para a semana típica de consumo de Agosto a energia aproveitada das fontes renováveis foi na ordem dos 70% (30% de “*curtailment*”) para um aumento de 25% da produção de água potável, traduzindo num volume total de água armazenada de 3772 m³.

No que diz respeito ao cenário B, na semana de fevereiro registou-se cerca de 88% de aproveitamento de energia “limpa” (12% de “*curtailment*”), tendo a central de dessalinização um aumento na ordem de 40% da capacidade instalada, obtendo-se um volume armazenado de 1934 m³, cerca de 3 vezes mais do que registado no período homólogo (cenário A). Na semana de agosto foi possível um aproveitamento de 73% de toda a energia produzida pelas renováveis (27% de “*curtailment*”), com aumento da capacidade instalada em 25%, idêntica ao mesmo período analisado no cenário A, porém com volume de água armazenada de 3589 m³.

Palavras-chave: Sistemas de Energia Elétrica Isolados, Rede elétrica, Otimização do trânsito de potência, Central de dessalinização

Abstract

The planning and management process for electricity grids in remote areas (island type), even today, continues to face security, reliability, and quality of supply issues, often associated with the modernization of the network as well as its regulation in face of the growing integration of dispersed production in the Electric Energy System (EES).

In this thesis, first, using a tool on the GAMS® trading platform and properly validated with results like REN, evaluates the resilience capacity of the electrical network of the island of Santiago, thanks to the balance of power in each bus, in a perspective of power flow optimization whose goal was to reduce the losses in the transmission system.

Two operational scenarios for the power grid are discussed, scenario A is based on the current configuration of the EES (same capacity and consumption levels installed) and scenario B using studies conducted by government entities for a 2020 horizon (increasing 50% of the currently installed renewable capacity and considering an Average Annual Growth Rate (AAGR) of about 7% of the island's consumption. It should also be noted that in the analysis of the two scenarios, typical island's consumption weeks were considered, namely the week of February and August.

Next, it is considered the integration, in the island's electrical grid, of a desalination plant with a reverse osmosis process. The modeled desalination capacity matches the one already installed on the island, and it allows to mitigate the curtailment of the renewable power stations (especially wind) thus increasing the grid's penetration of the renewable technologies capacity while contributing to solve the island's drinking water shortage by increasing the island's water availability, and acting as an indirect form of energy storage by using the power excess at the desalination plant. Based on GAMS® and Excel Visual Basic® Macros platforms, this work proposes an optimal power flow mathematical model, based on the balance of both the active and the reactive power for each network bus, that integrate the desalination plant in the island power grid.

For scenario A in the typical February consumer week, penetration of energy from renewable sources by around 96% (4% curtailment) was achieved, with a 36% increase in installed desalination capacity, a surplus of 590 m³ of drinking water on the island. For the typical August consumption week, the energy used from renewable sources was around 70% (30% curtailment) for a 25% increase in the production of drinking water, resulting in a total volume of stored water of 3772 m³.

Regarding scenario B, around 88% of "clean" energy was used during the week of February (12% curtailment), with the desalination plant increasing by 40% of the installed capacity, resulting in a stored volume of 1934 m³, about 3 times more than in the same period (scenario A). In the week of August, 73% of all energy produced by renewable energy (27% curtailment) was possible, with an installed capacity increase of 25%, like the same period analyzed in scenario A, but with water volume stored of 3589 m³.

Keywords: Electric Power System, Power Grid, Power Flow Optimization, Desalination Plant

Índice

1.	Introdução.....	1
1.1	Enquadramento do tema	1
1.2	Motivação	1
1.3	Objetivos.....	2
1.4	Organização da dissertação	3
2.	Caraterização geral do caso de estudo e do sistema elétrico	5
2.1	Arquipélago de Cabo Verde	5
2.1.1	Setorização do Consumo	7
2.1.2	Fontes de Produção	8
2.2	Estado de Arte	9
2.2.1	Estrutura de um sistema elétrico de energia.....	9
2.2.2	Sistemas isolados com integração renovável	12
2.2.3	Sistema híbrido de conversão de energia	13
2.2.4	Dessalinização	17
2.2.5	Culturas Hidropónicas.....	19
3.	Modelação da rede elétrica de Santiago	21
3.1	Topologia da rede	21
3.1.1	Esquema Unifilar da rede elétrica	22
3.1.2	Linhas	23
3.1.3	Transformadores.....	24
3.1.4	Condensadores em derivação	25
3.2	Caraterização dos centros produtores	26
3.3	Potencial endógeno do caso de estudo – ilha de Santiago.....	28
3.3.1	Potencial eólico	28
3.3.2	Potencial solar fotovoltaico	29
4.	Metodologia	31
4.1	<i>Software</i> de modelação	31
4.2	Solver.....	31
4.3	Interface com o utilizador.....	32
4.4	Formulação do modelo OPF - Trânsito de energia.....	32
4.4.1	Distinção entre SPF e OPF.....	32

4.5	Modelos de otimização	34
4.5.1	Modelo Geral do SEE	34
4.5.2	Funções Objetivos	35
4.5.3	Minimização dos custos de geração	35
5.	Cenarização do caso de estudo	37
5.1	Definição de cenários operacionais	37
5.1.1	Princípios gerais	37
5.1.2	Caso de estudo	37
5.2	Diagrama de carga horária da ilha	38
5.3	Dessalinização	39
6.	Apresentação e Discussão de Resultados	41
6.1	Trânsito de energia OPF	41
6.1.1	Modelo Intermédio	41
6.1.2	Modelo Geral (ACOPF)	42
6.2	Dessalinização	45
6.2.1	Semana fevereiro	45
6.2.2	Semana agosto	48
6.3	Análise Económica	51
7.	Conclusões	53
8.	Referências	56
9.	Anexos	61

Lista de Figuras

Figura 2.1 - Mapa do Arquipélago de Cabo Verde	5
Figura 2.2 - Mapa da ilha de Santiago, com os concelhos administrativos.....	7
Figura 2.3 - Distribuição do consumo de energia no arquipélago de Cabo Verde	7
Figura 2.4 - Distribuição do consumo sectorial por ilha	8
Figura 2.5 - Distribuição percentual do consumo sectorial de energia em Cabo Verde	8
Figura 2.6 - Composição esquemática da estrutura clássica de um SEE	9
Figura 2.7 - Representação da estrutura de um SEE moderno com geração renovável distribuída	11
Figura 2.8 - Composição simplificada de uma turbina eólica	14
Figura 2.9 - Estrutura de uma turbina eólica tipo III ou C	15
Figura 2.10 - Estrutura básica de composição e funcionamento de uma célula PV	15
Figura 2.11 - Ilustração da operação de uma unidade de dessalinização RO	18
Figura 2.12 - Representação esquemática das etapas inerentes ao processo de dessalinização - RO ...	19
Figura 2.13 - a) Sistema aberto de exploração hidropónica; b) Sistema fechado de exploração hidropónica.....	20
Figura 3.1 - Esquema unifilar da rede elétrica - Ilha de Santiago. (Adaptado de [7]).....	22
Figura 3.2 - Esquema equivalente em π nominal da linha elétrica.....	24
Figura 3.3- Esquema equivalente de um transformador.....	24
Figura 3.4 - Esquema equivalente em T do transformador	25
Figura 3.5 - Esquema simplificado do transformador	25
Figura 3.6 - Curva de potência característica de operação dos geradores diesel no SEE (adaptado de [13])	27
Figura 3.7 - Média mensal da velocidade do vento medido na ilha de Santiago	28
Figura 3.8 - Curva de potência da turbina VESTAS V52 - 850kW e curva adimensional	29
Figura 3.9 - Média horária anual da irradiação incidente e curva de potência para 1kWp instalado	29
Figura 3.10 - Média horária mensal da irradiação incidente na ilha de Santiago.....	30
Figura 4.1 - Esquematização do processo de tratamento e modelação em ambiente VBA/GAMS	32
Figura 6.1 - Variações nos perfis de fase de tensão entre barramentos nos cenários A e B pelo modelo intermédio.....	41
Figura 6.2 - Variações nos perfis do Valor Eficaz de tensão entre barramentos nos cenários A e B, pelo modelo ACOPF	42
Figura 6.3 - Variações nos perfis de fase de tensão entre barramentos nos cenários A e B, pelo modelo intermédio.....	43
Figura 6.4 - Diagrama de carga horária representativa da semana típica de consumo Fevereiro	45

Avaliação dinâmica da rede elétrica e qualidade de energia em sistemas isolados: O caso de estudo da ilha de Santiago – Cabo Verde

Figura 6.5 – Produção vs Consumo de água dessalinizada em função do recurso renovável, Fevereiro: cenário A (Base).....	47
Figura 6.6 – Produção vs Consumo de água dessalinizada em função do recurso renovável, Fevereiro: cenário B (2020).....	47
Figura 6.7 - Diagrama de carga horária representativa da semana típica de consumo Agosto	48
Figura 6.8 – Produção vs Consumo de água dessalinizada em função do recurso renovável, Agosto: cenário A (Base).....	49
Figura 6.9 – Produção vs Consumo de água dessalinizada em função do recurso renovável, Agosto: cenário B (2020).....	50
Figura 6.10 - Análise comparativa do LCOE obtido para o caso de estudo utilizando método UAER e método simples.....	52

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 - Tecnologias de produção de energia do SEE da ilha de Santiago.....	9
Tabela 2.2 - Comparação da eficiência térmica entre as diferentes tecnologias termoelétricas.....	16
Tabela 2.3 - Comparação dos processos de dessalinização - RO em função do tipo de água.....	18
Tabela 3.1 - Identificação dos barramentos, geradores e cargas que compõe o SEE adaptado para o caso de estudo.....	21
Tabela 4.1 - Representação simplificada da estrutura em GAMS.....	31
Tabela 4.2 - Estrutura genérica do método clássico de trânsito de energia (SPF).....	33
Tabela 6.1 - Perfil de geração de potência ativa obtida para os cenários A e B, modelo intermédio....	41
Tabela 6.2 - Perfil de geração de potência ativa nos cenários A e B, segundo modelo ACOPF.....	43
Tabela 6.3 - Perfil de geração de potência reativa nos cenários A e B, pelo modelo ACOPF.....	43
Tabela 6.4 - Dimensionamento do banco de condensadores para balanço de potência reativa na rede	44
Tabela 6.5 – Comparação de resultados obtidos no processo de otimização das perdas de potência ativa na rede para modelos e cenários distintos.....	44
Tabela 6.6 - Resultado da otimização das perdas de potência reativa na ótica ACOPF para os dois cenários.....	44
Tabela 6.7 - Comparação dos volumes totais produzidos na semana de Fevereiro, antes e depois da retificação da potência instalada da central	46
Tabela 6.8 - Parâmetros referentes à semana de Fevereiro, analisados com o modelo dessalinização .	46
Tabela 6.9 - Limite de potência operacional da central de dessalinização semana de típica de consumo (Fevereiro) para os dois cenários.....	47
Tabela 6.10 - Comparação dos volumes totais produzidos na semana de Agosto, antes e depois da retificação da potência instalada da central	48
Tabela 6.11 - Parâmetros referentes à semana de Agosto, analisados com o modelo dessalinização...	49
Tabela 6.12 - Limite de potência operacional da central de dessalinização semana de típica de consumo (Agosto) para os dois cenários.....	49
Tabela 6.13 - Comparação da produtividade diária entre as semanas típicas de consumo para ambos os cenários.....	50
Tabela 6.14 - Resumo do cálculo de LCOE para as diferentes tecnologias de produção do SEE, segundo método UAER.....	51
Tabela 6.15 - Quadro resumo do cálculo de LCOE para as diferentes tecnologias de produção que compõe o SEE, segundo método simples.....	51

Simbologia e Notações

AC – *Alternate Current*

ADENE – Agência para a Energia

ARE – Agência de Regulação Económica

AT – Alta tensão

BT – Baixa tensão

CO₂ – Dióxido de Carbono (fórmula química)

DC – *Direct Current*

DFIG – *Double Feed Induction Generator*

DGE – Direção Geral de Energia

ELECTRA, SARL – Empresa de Eletricidade e Água, Sociedade Unipessoal

FER – Fontes de Energia Renovável

GAMS – *General Algebraic Modeling System*

GESTO ENERGIA, SA – Consultora Energética e Avaliação do Potencial Renovável

HAWT – *Horizontal Axis Wind Turbine*

Hz – Hertz

INECV – Instituto Nacional de Estatística de Cabo Verde

kV – *kilovolt*

kW – *kilowatt*

LCOE – *Levelized Cost of Energy*

MT – Média tensão

MTIE – Ministério do Turismo, Investimentos, e Desenvolvimento Empresarial

MVA – *Mega Volt-Ampère*

MW – *Megawatt*

MWp – *Megawatt-peak*

N – *North*

ONU – Organização das Nações Unidas

OPF – *Optimal Power Flow*

P_{dg} – Potência da geração diesel

P_{eólica} – Potência da geração eólica

P_{PV} – Potência da geração solar fotovoltaica

P_{ij} – Potência transitada do barramento i para o barramento j

P_L – Potência consumida pela carga

P_{dess} – Potência consumida pela central de dessalinização

PT's – Posto de transformação

PV – *Photovoltaic*

REN – Rede Elétrica Nacional

SEE – Sistemas de Energia Elétrica

TCMA – Taxa de Crescimento Médio Anual

UAER – Unidade de Análise Energética e Redes

VAWT – *Vertical Axis Wind Turbine*

VESTAS – Companhia Produtora de Turbinas Eólicas

W – *West*

ZDTI – Zonas de Desenvolvimento Turístico Integral

ZRPT – Zonas de Reservas e Proteção Turística

ZDER – Zonas de Desenvolvimento de Energias Renováveis

1. Introdução

No presente capítulo pretende-se fazer uma abordagem genérica ao tema do trabalho, apresentando inicialmente um enquadramento e motivação, bem como o objetivo principal da dissertação. Também será apresentada sucintamente, a estrutura de toda a dissertação.

1.1 Enquadramento do tema

O sector energético é tido como sendo fundamental para o crescimento económico de qualquer país, e segundo a Comissão Mundial sobre o Ambiente e Desenvolvimento da Organização da Nações Unidas, no relatório “*O Nosso Futuro Comum*”, declara que “*a energia é absolutamente necessária para a sobrevivência diária, sendo o desenvolvimento futuro dependente da sua disponibilidade a longo prazo em quantidades crescentes de fontes confiáveis, seguras e ambientalmente saudáveis*” - (ONU, 1987).

Atualmente, a satisfação das necessidades energéticas assenta essencialmente na exploração dos combustíveis de origem fóssil, e aliado a esse cenário, a instabilidade dos preços do petróleo e do gás natural, fazem com que alguns países “retrocedam no tempo” e recorram novamente ao uso do carvão, uma tecnologia de conversão energética mais económica e acessível, porém, a mais poluidora das que recorrem a fontes fósseis. Tudo isso vem contribuir para um previsível esgotamento das reservas naturais de combustíveis fósseis a um ritmo cada vez mais avassalador, aumento dos níveis de poluição global e consequentemente um aumento dos custos de produção e venda de energia, com impactos socioeconómicos negativos nas populações [1].

Passando a uma análise detalhada do caso de Cabo Verde, onde o sector energético constitui um dos fatores limitadores do desenvolvimento do país, uma vez que pelas características vulcânicas das ilhas não existem reservas de energia fóssil, apresentando um ecossistema bastante frágil com escassez de biomassa, onde toda a energia usada quer a nível dos transportes terrestres, marítimos e aéreos, quer a nível doméstico, industrial e serviços ou na produção de água dessalinizada, essencialmente dependente da importação de energia fóssil [2].

1.2 Motivação

Face ao desafio assumido no início desta década e postulado como uma das prioridades na agenda de transformação de Cabo Verde, como reiterado em [1], “*a aposta nas energias renováveis, garante intrinsecamente a sustentabilidade da meta de acesso global à energia, o que permitirá uma maior independência energética face a terceiros e por outro lado, custos competitivos para as famílias e para as empresas, pilares essenciais para o crescimento económico do país*”.

Desta feita, além dos desafios que se prendem com a substituição parcial/total a curto-medio prazo da geração fóssil pela geração renovável, aliado ao custo inerente desse processo, impõe-se a necessidade de equilibrar o sistema elétrico – maior fiabilidade e garantia de segurança do abastecimento para acomodar a crescente penetração renovável proposta, no cenário isolado duma ilha [1],[2].

Surge assim a necessidade de procurar vias alternativas para um abastecimento energético seguro e sustentável tanto no plano económico, como no ambiental, sendo que é imprescindível o desenvolvimento de políticas e ações favoráveis ao investimento nas fontes de energias renováveis como bases/alicerces de um sector energético seguro, fiável e eficiente, capaz de cumprir as metas de sustentabilidade globalmente estipuladas [2].

É com o intuito de ultrapassar os referidos desafios, que o Governo de Cabo Verde tem investido desde o final da última década em diversos estudos, nomeadamente [3]–[9], de modo a apurar o verdadeiro potencial sustentável dos recursos existentes nas ilhas.

A dissertação que aqui se apresenta compartilha esta visão e propõe uma ferramenta e metodologia para a análise quantitativa das soluções propostas.

1.3 Objetivos

A presente dissertação tem como principal objetivo a modelação e análise da rede elétrica da ilha de Santiago, Cabo Verde, por forma a avaliar, numa perspetiva estacionária, o fluxo de energia no sistema, que é essencialmente isolado. Com o intuito de garantir a robustez do SEE, que atualmente é assegurado principalmente por fontes térmicas - grupos geradores diesel, foram contemplados diferentes cenários de exploração de fontes renováveis de geração de energia elétrica não despacháveis e carga, que inclui uma central de dessalinização.

O estudo tem em conta o atual estado do setor elétrico, no que concerne à capacidade de suporte e resposta face ao crescente aumento de integração de fontes renováveis de energia variáveis no tempo e que não oferecem garantia de potência para o SEE, o fator essencial para cumprir a tão almejada meta de um sector elétrico com penetração a 50% de energias renováveis a nível nacional até 2020, segundo [10]. Igualmente serão abordados no estudo os parâmetros fundamentais da rede elétrica como o fluxo de potência, tensão nos barramentos e respetiva fase, que garantem tanto a estabilidade do SEE como a qualidade e segurança no abastecimento de energia elétrica ao consumidor final.

Durante o estudo são adotados modelos matemáticos de otimização do fluxo de potência desenvolvido em [11], implementados no software de modelação GAMS (*General Algebraic Modeling System*) recorrendo a um editor para escrita das equações do modelo matemático de otimização depois solucionado por um dos diversos *solvers* comerciais associados. As formulações dos modelos matemáticos permitem ao utilizador reproduzir o comportamento e limitações de um dado problema e obter soluções viáveis que otimizam o valor duma função (a função objetivo) representativa da perspetiva em análise.

A abordagem descrita pretende encontrar um modo de operação do SEE ótimo que mantenha a qualidade de energia (perspetiva técnica) assim como a redução dos custos de produção (perspetiva económica), dentro dos parâmetros definidos pelo operador da rede, reduzindo perdas técnicas económicas, uma vez que num sistema isolado – tipo ilha, a estabilidade dos parâmetros fundamentais da rede elétrica (potência, tensão e fase) são cruciais para que haja flexibilidade com o “*mix* energético” que se almeja não comprometa a segurança e fiabilidade na gestão do SEE desde a produção até ao consumidor final.

1.4 Organização da dissertação

A dissertação compreende seis capítulos, cada um com diversos subcapítulos.

- ❖ Capítulo 1 – Apresenta o enquadramento genérico do tema do trabalho e apresentadas as motivações e objetivos principais do estudo, bem como toda a estrutura do mesmo;
- ❖ Capítulo 2 – Contextualiza o histórico de evolução do respetivo setor energético do arquipélago de Cabo Verde, com particular destaque para a ilha de Santiago (caso de estudo). É ainda realizada uma breve exposição do estado de arte sobre as fontes renováveis de energia elétrica e respetivas tecnologias de conversão.
- ❖ Capítulo 3 – Descreve detalhadamente as componentes da rede elétrica (geração, cargas, linhas e transformadores), e descreve os dados gerais que posteriormente servirão de base para o desenvolvimento de cenários de operação da rede;
- ❖ Capítulo 4 – Introdz os conceitos teóricos sobre a ferramenta de trabalho utilizada para a modelação do sistema elétrico, a metodologia e os respetivos modelos de otimização adotados para o caso de estudo;
- ❖ Capítulo 5 – Apresenta os cenários/pressupostos adotados para os processos de dessalinização tendo em conta diferentes condições de operação da rede elétrica;
- ❖ Capítulo 6 – Apresenta e discutem-se dos resultados obtidos cenário a cenário de acordo com o modelo em vigor;
- ❖ Capítulo 7 – Finalmente são feitas as considerações gerais acerca do estudo realizado e são apresentadas propostas para trabalhos futuros a serem desenvolvidos no domínio;
- ❖ Capítulo 8 – Apresenta as referências bibliográficas utilizadas como suporte ou base de fundamentação da presente dissertação.

2. Caraterização geral do caso de estudo e do sistema elétrico

2.1 Arquipélago de Cabo Verde

A República de Cabo Verde, localizada na costa ocidental africana, mais precisamente a 570 km de distância, é um arquipélago constituído por dez ilhas de origem vulcânica, com apenas nove ilhas habitadas, ocupam uma área de, sensivelmente, 4033 km², e fazem parte do grupo das ilhas da Macaronésia (vasta região do Atlântico compreendendo grupos de ilhas como Açores, Madeira e Canárias) [12].

As ilhas do arquipélago, Figura 2.1, dividem-se em dois grupos de acordo com as designações náuticas para a direção donde sopra o vento, nomeadamente as ilhas de Barlavento, mais a norte - Santo Antão, São Vicente, Santa Luzia (única ilha desabitada), São Nicolau, Sal e Boavista - e as ilhas de Sotavento, mais a sul - Maio, Santiago, Fogo e Brava.

O clima de Cabo Verde carateriza-se como tropical seco, com um longo período de estação de seca (8 a 9 meses) e uma curta e intermitente estação de chuva, com temperaturas moderadas muito por culpa da elevada influência marítima nos regimes de ventos, com valores médios a rondar os 25°C, sendo que regra geral as temperaturas médias mais elevadas ocorrem em setembro (26,7°C) e as mais baixas entre janeiro e fevereiro (18,4°C) [13].



Figura 2.1 - Mapa do Arquipélago de Cabo Verde. Adaptado de [8]

- **Setor Elétrico**

Desde os seus primórdios como uma nação independente, Cabo Verde debate-se com inúmeras debilidades no sector energético sobretudo devido à caraterística de insularidade do país, tendo que garantir o fornecimento efetivo deste bem essencial às populações nas nove ilhas habitadas.

As principais entidades ativas do SEE em Cabo Verde, são a Direção Geral da Energia (DGE), a Agência de Regulação Económica ARE, e a operadora do sistema a Electra,SARL [10].

A DGE parte do Ministério do Turismo, Investimentos, e Desenvolvimento Empresarial (MTIE), é o serviço responsável pela definição, conceção, execução e avaliação da política energética e de dessalinização, assim como se ocupa da apresentação de propostas com vista ao crescimento, melhoria e aumento da produtividade e competitividade do setor elétrico [10].

A ARE é a entidade reguladora em Cabo Verde, que assegura a prestação de serviços aos consumidores, e verifica que os operadores nos setores de Energia, Água, Transportes Coletivos Urbanos e Marítimos de Passageiros desempenham as suas operações de forma sustentável [10].

A Electra, criada como a empresa estatal de fornecimento de energia elétrica em 1982, é responsável pelo fornecimento de energia em Cabo Verde, exceto em partes nas ilhas de Sal e Boa Vista (Portaria Decreto-Lei nº 37/82). Desde o início, a Electra foi perenemente não lucrativa e lutou para garantir investimentos para a renovação de equipamentos. Por conseguinte, o Governo de Cabo Verde, em 1999, privatizou a Electra vendendo 5% das suas ações a duas empresas portuguesas (EDP: Energias de Portugal, SA, ADP: Águas de Portugal, SA). Foi neste momento que a empresa adotou o título atual como uma empresa de responsabilidade limitada, ou seja, Electra S.A.R.L. (Decreto-lei do governo nº68 / 98). Em 2002, a Electra assinou um contrato de concessão relativo ao serviço de transmissão e distribuição de energia e manutenção de equipamentos por 36 anos, de 2000 a 2035, (detendo os direitos de propriedade da rede de transmissão e distribuição), sendo atualmente o SEE gerido nessa base [1].

Atualmente a empresa opera de forma descentralizada com a Electra Norte, responsável pela gestão do setor elétrico nas ilhas de Barlavento, e Electra Sul com a responsabilidade de planejar, operar e manter as instalações de produção nas ilhas do Sotavento [14].

Na realidade o setor elétrico de Cabo Verde, é gerido quase na íntegra pela companhia produtora e distribuidora de energia - Electra S.A.R.L., tendo como base a geração de origem fóssil, que ao longo dos anos foi progredindo embora de forma lenta e conturbada visando a redução dos encargos com a geração fóssil e a integração de fontes renováveis no SEE como se constata nos dados da ADENE (Agência para a Energia), em 2011 a penetração fóssil para produção elétrica situava-se em 92,4% [14].

Tendo como base a evolução do consumo entre o ano 2000 a 2009, a Gesto Energia, S.A. (consultora energética), em parceria com o governo de Cabo Verde realizou um conjunto de estudos que pretendiam estabelecer cenários de evolução do setor elétrico de Cabo Verde para os anos 2015, 2018 e 2020, tendo sido estimados um potencial em energias renováveis de cerca de 2600 MW, dos quais existem atualmente 650 MW em projetos concretos [3]–[9].

- **Caso de estudo - Ilha de Santiago**

A Ilha de Santiago, situada na região de Sotavento, entre as ilhas de Maio e Fogo, pode ser considerada como a principal e maior ilha do arquipélago de Cabo Verde, ocupando uma área de 991 km², é a mais populosa detendo 57% da população cabo-verdiana, cerca de 300.000 habitantes segundo o último censo do INECV (Instituto Nacional de Estatística de Cabo Verde). Está dividida em 9 concelhos e é onde se localiza a capital do país, Praia [7], [13].



Figura 2.2 - Mapa da ilha de Santiago, com os concelhos administrativos. Adaptado de [13]

2.1.1 Setorização do Consumo

A ilha de Santiago representa, segundo dados do relatório de contas da empresa concessionária – Electra, S.A.R.L., de 2016, cerca da metade do consumo de energia elétrica em todo o país. A energia gerada de Cabo Verde em 2016 foi de 418 GWh, dos quais mais da metade na ilha de Santiago [14].

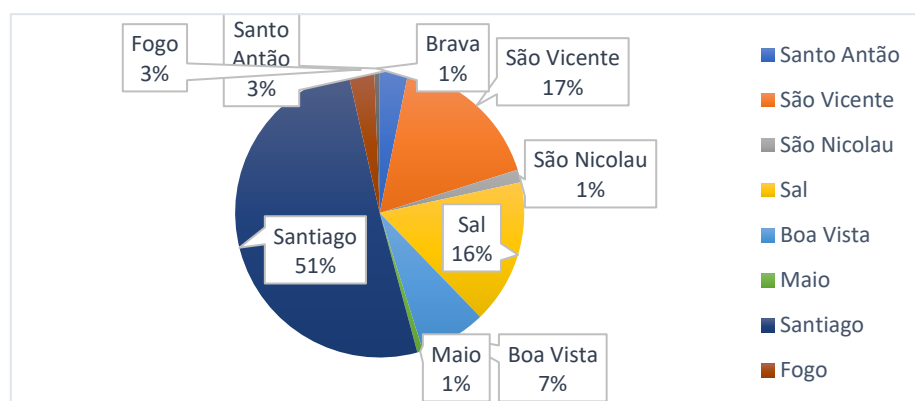


Figura 2.3 - Distribuição do consumo de energia no arquipélago de Cabo Verde

Relativamente à repartição do consumo entre os diversos setores na ilha, destaca-se o consumo a nível doméstico de baixa tensão, que representa quase metade do consumo total (cerca de 47%), enquanto os consumos de média tensão para grandes consumidores industriais e hoteleiros representam a outra grande parcela do consumo de energia na ilha, aproximadamente 30% do total, sobretudo nas zonas da ilha com forte vocação turística [15].

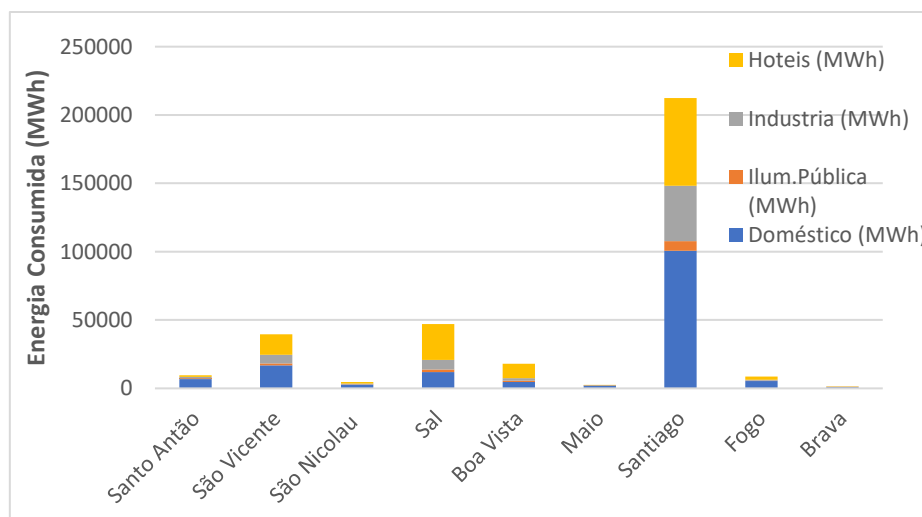


Figura 2.4 - Distribuição do consumo setorial por ilha. Fonte: [15]

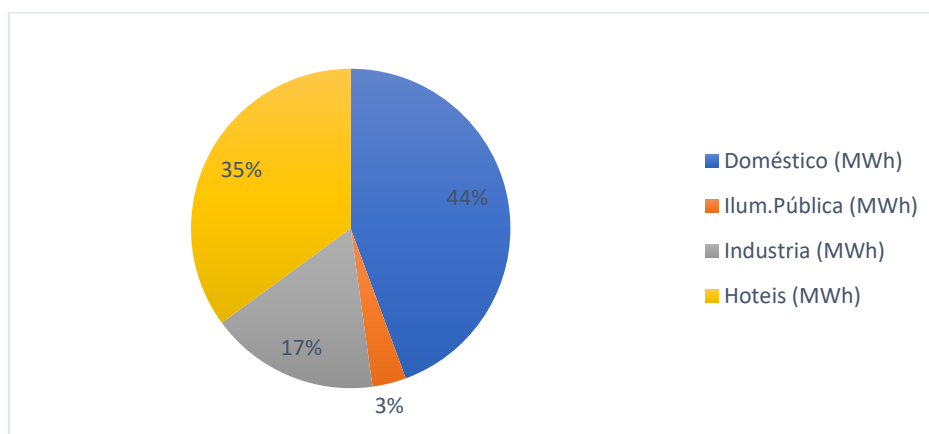


Figura 2.5 - Distribuição percentual do consumo setorial de energia em Cabo Verde. Fonte: [15]

2.1.2 Fontes de Produção

O sistema elétrico de Santiago em particular tem sofrido alterações profundas ao longo dos anos. Até 2010 a produção era descentralizada, feita através de grupos diesel distribuídos pelos vários concelhos da ilha [15].

No ano de 2011 depois de uma década de preparação deu-se início à construção do parque eólico (com cerca de 9,35 MW de potência instalada, que com a recente ampliação aumentou para cerca de 11,9 MW passando a ser composto por 14 turbinas VESTAS V52 – 850 kW – Parque eólico de Achada São Felipe, Praia).

Posteriormente, foi feita a aposta no parque solar de Palmarejo com 5 MW de potência, o que permitiu, com o reforço da geração termoeletrica, aumentar a capacidade total instalada na ilha para 87 MW, tornando assim possível a implementação da central única da ilha, localizada em Palmarejo, cidade da Praia.

Em serviço, permaneceram os grupos diesel (Gamboa e Santa Catarina, no norte da ilha), para servir de sistema de apoio à rede, tendo sido progressivamente desmantelados em 2016 [14], [15].

Apresenta-se de seguida um quadro resumo, Tabela 2.1, com as fontes de produção que compõem o SEE atual da ilha e respetivas contribuição para a geração de eletricidade. [16]

Tabela 2.1 - Tecnologias de produção de energia do SEE da ilha de Santiago

Tecnologia	2016	2015	2016	2015	Variação 2016-2015 (GWh)
	Produção (GWh)		Peso no SEE (%)		
Diesel	189.4	176.5	84.2	83.1	12.72
Eólica	32.12	31.7	14.3	14.9	
PV	3.5	4.1	1.6	1.9	
Total	225.02	212.3	100	100	

2.2 Estado de Arte

2.2.1 Estrutura de um sistema elétrico de energia

Um sistema de energia elétrica (SEE) consiste em muitos elementos individuais conectados entre si para formar um sistema dinâmico e complexo capaz de gerar, transmitir e distribuir energia elétrica numa vasta área geográfica.

A estrutura básica de um sistema de energia elétrica contemporânea é ilustrada esquematicamente na Figura 2.6 [17].

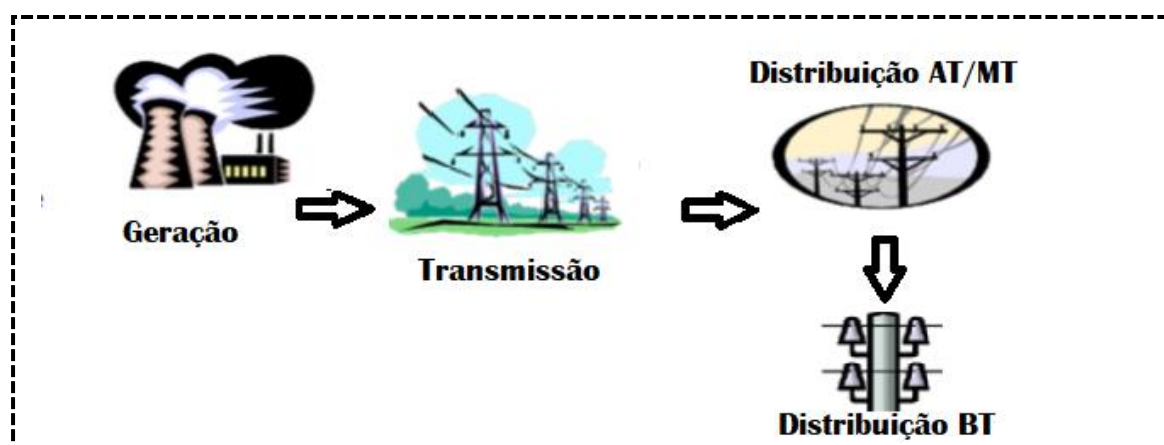


Figura 2.6 - Composição esquemática da estrutura clássica de um SEE. Adaptada de [17]

Historicamente, o SEE tendia a ser integrada verticalmente com cada operador utilitário responsável pela geração e transmissão e, em muitos casos, também pela distribuição na sua própria área de serviço. A principal razão para isso foram as economias de escala uma vez que, para otimizar o planeamento e

operação geral do sistema de energia, um operador deve poder ter total controle da geração e transmissão, e às vezes também da distribuição [18]. Contudo esta situação mudou desde meados da década de 90 e com maior incidência nos primeiros anos após 2000. Tendo em vista melhorar a eficiência global do setor, muitos países, em especial na União Europeia, decidiram introduzir um mercado competitivo liberalizado para o SEE. Isso exigiu a separação das utilidades verticalmente integradas [17].

Com esta redefinição o espectro do setor elétrico passou a ser o seguinte [17]:

- O setor de geração está dividido em várias empresas privadas que possuem unidades de energia individuais e competem entre si.
- A transmissão tende a ser operada por uma empresa monopolista, conhecida como o operador do sistema, que é independente da geração e regulada por um regulador da indústria.
- A distribuição também é dividida em várias empresas privadas de distribuição que são detentoras e gerem a rede de distribuição em uma determinada área, enquanto o retalhista, que representa o poder de compra em todos os mercados de venda de energia, sendo responsável pelo fornecimento ao cliente final.

A atual organização do setor elétrico de Cabo Verde, em particular da ilha de Santiago, continua a ser assente no modelo clássico de gestão do SEE, com todo o processo desde a geração, passando pela transmissão até à distribuição a ser operada por uma única entidade – ELECTRA, SARL. [14]

Genericamente o SEE encontra-se dividido em três partes: Geração, Transmissão e Distribuição. [17][19]

- **Geração:**

A operação do sistema de energia baseou-se num número relativamente pequeno de grandes centrais de energia conectadas ao sistema de transmissão. Essas centrais são geralmente térmicas ou hidroelétricas com conversão de energia mecânica em energia elétrica, processo que é quase universalmente alcançada pelo uso de um gerador síncrono. Por sua vez, o gerador síncrono fornece sua energia elétrica ao sistema de transmissão através de um transformador de elevação - para aumentar a tensão do nível de geração (10-20 kV) para o nível de transmissão (centenas de kilovolts).

Os principais recursos de energia térmica utilizados comercialmente são o carvão, gás natural, combustível nuclear e petróleo.

As preocupações com o aquecimento global e a sustentabilidade do planeta recentemente despertaram interesse na geração de energia renovável. Geralmente, existem três formas principais do setor reduzir as emissões de CO₂ [15], [17]:

- (i) movendo-se da geração tradicional de carvão/gás/óleo para geração renovável (vento, energia solar, hídrica);
- (ii) movendo-se para o aumento da geração nuclear que é em grande parte livre de CO₂;
- (iii) pela remoção de CO₂ dos gases de exaustão da geração térmica tradicional usando, por exemplo, tecnologia de captura e armazenamento de carbono.

O objetivo desta dissertação debruça-se essencialmente na alternativa (i), ilustrado pela Figura 2.7.

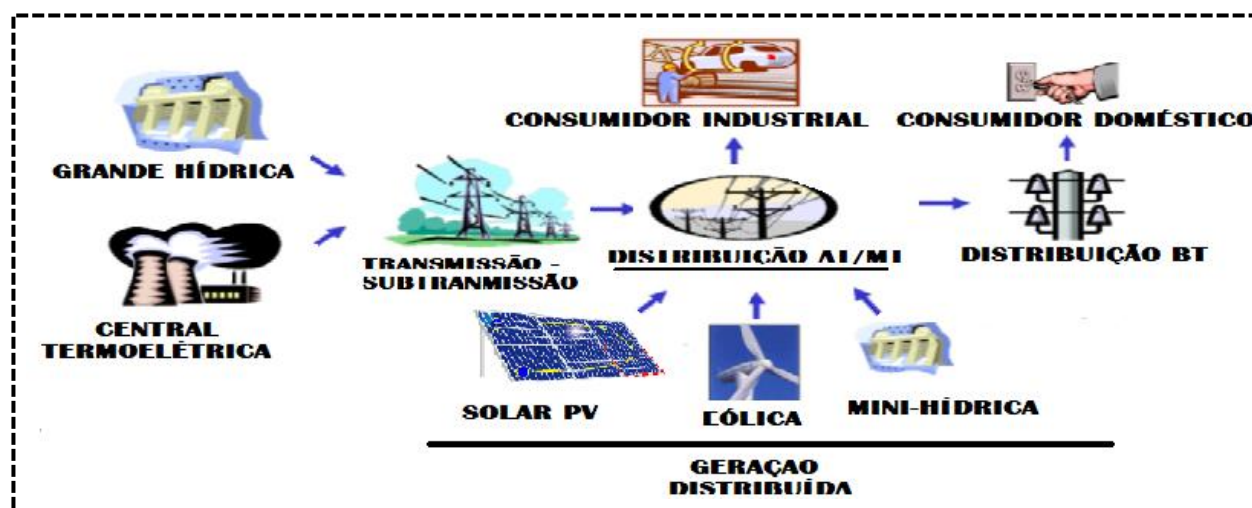


Figura 2.7 - Representação da estrutura de um SEE moderno com geração renovável distribuída. Adaptado de [17]

No entanto, a mudança direcionada à geração renovável irá exigir uma alteração importante em relação às práticas atuais, uma vez que a geração seria cada vez mais baseada num grande número de pequenas centrais renováveis dispersas pelo território, dado que as energias renováveis têm baixa densidade energética, com capacidades individuais que vão desde centenas de quilowatts até alguns megawatts.

Deste modo essas centrais de dimensão reduzida são muitas vezes conectadas à rede de distribuição, em vez de transmissão, devido ao menor custo de conexão, sendo as mesmas referidas como geração distribuída ou incorporada, introduzindo assim uma nova configuração na estrutura do SEE, segundo Figura 2.7.

- **Transmissão:**

Uma vantagem significativa num SEE tradicional, é a possibilidade de construir centrais próximas do recurso de energia (centrais termoelétricas perto da fonte primária de combustível fóssil ou centrais hídricas – grandes reservatórios de água), sendo essa energia elétrica produzida, transmitida a longas distâncias para os centros de consumo. Uma vez que a perda de energia numa linha de transmissão é proporcional ao quadrado da corrente elétrica que nela circula, e dado que as centrais de geração operam a baixas tensões é necessário a existência de subestações com transformadores a operarem a altas ou muito altas tensões, dependendo da distância ao centro de consumo.

A rede elétrica conecta todas as centrais elétricas num único sistema, onde se produz, transmite e distribui a energia elétrica. A rede de transmissão possui uma estrutura de malha para fornecer muitas rotas possíveis de energia elétrica a partir de geradores individuais aos consumidores individuais, melhorando assim a flexibilidade e a confiabilidade do sistema.

Nunca é demais enfatizar a extrema importância da transmissão para a integridade geral do sistema de energia, pois torna o sistema de energia num mecanismo altamente interativo e complexo, no qual uma ação de qualquer componente individual (uma central ou uma carga) influencia todos os outros componentes do sistema. Esta é a principal razão pela qual a transmissão continua a ser uma área de monopólio, mesmo sob a estrutura atual de mercado liberalizado nos países europeus. Desta feita o operador do sistema é responsável pela manutenção da segurança do sistema de energia e pela otimização das operações do mesmo.

À medida que se aproxima do centro de consumo, a energia elétrica é direcionada da rede de transmissão para uma rede de distribuição. Quando um sistema de energia se expande com a adição de novas linhas

de transmissão de alta tensão, algumas das linhas de tensão mais antigas podem-se tornar parte da rede de subtransmissão.

Porém não existe uma divisão restrita da rede em redes de transmissão e subtransmissão, sendo que as centrais de menor capacidade de geração de energia (centrais de menor densidade energética, e.g. centrais renováveis), podem-se ligar diretamente na rede de distribuição, enquanto os consumidores de energia a escala industrial podem ser abastecidos diretamente da rede de transmissão ou subtransmissão.

- **Distribuição:**

A rede de distribuição geralmente está conectada numa estrutura radial em oposição à estrutura de malha usada no sistema de transmissão. A maior parte da energia elétrica é transferida da rede de transmissão/subtransmissão para a rede de distribuição de alta, média e baixa tensão, para transmiti-la diretamente ao consumidor final.

Em geral, cerca de 8 a 10% da energia elétrica produzida nos terminais do gerador serão perdidos ao longo de todo o processo, em transmissão e distribuição, até chegar aos consumidores finais.

Tradicionalmente, as redes de distribuição sempre foram passivas, ou seja, com pouca geração conectada a elas, porém recentemente com o aumento da geração distribuída e da geração renovável, tem vindo a alterar todo esse paradigma.

Os fluxos de energia nas redes de distribuição deixam de ser unidirecionais, ou seja, do ponto de conexão com a rede de transmissão aos clientes, visto que os fluxos podem reverter a direção, por exemplo, quando o vento é forte e a geração de eólica elevada, fazendo com que ao nível das redes de distribuição se tornem exportadores de eletricidade.

Todo esse novo cenário gera imensos problemas técnicos em termos de configurações do sistema de proteção, quedas de tensão, gestão de congestionamento, por aí adiante.

2.2.2 Sistemas isolados com integração renovável

As redes elétricas isoladas caracterizam-se por terem elevados custos de produção de eletricidade, por basearem a sua produção na utilização de geradores térmicos, requerendo a aquisição e transporte de combustíveis fósseis com elevados custos associados. Por outro lado, muitas ilhas possuem boas condições de vento e irradiação solar ao longo do ano, que a serem usadas para a produção de eletricidade, poderão diminuir ou até substituir o consumo de combustíveis fósseis, contribuindo assim para a sustentabilidade ambiental e o desenvolvimento da economia local [12].

Estes fatores têm contribuído para a instalação, nos últimos anos, de elevados volumes de produção eólica em redes isoladas, como é o caso da ilha de Creta (Grécia), das ilhas da Madeira e da Terceira (Portugal), e das ilhas de Cabo Verde. Existem, no entanto, algumas restrições técnicas que limitam esta estratégia, nomeadamente resultantes da possibilidade de a geração renovável provocar problemas de operação da rede de transporte, nomeadamente no que se refere ao comportamento das tensões nos barramentos, na estabilidade em frequência e nos níveis de congestionamento dos ramos com as consequentes perdas no sistema [12].

Efetivamente, quando comparadas com as redes interligadas, as redes isoladas são relativamente fracas, quer por possuírem baixas constantes de inércia até por não disporem da ajuda proveniente de interligações com sistemas elétricos vizinhos. Por estas razões, para se conseguir garantir uma operação segura deste tipo de sistemas, é necessário adotar medidas adicionais, tais como as que se relacionam

com o controlo da frequência e a gestão de reservas do sistema. Existe assim uma grande preocupação em operar o sistema com um número mínimo de máquinas convencionais robustas, que disponham de constantes de inércia apropriadas e adequados sistemas de regulação de tensão e de frequência, para conseguirem fazer face a perturbações que resultem num desequilíbrio entre a produção e consumo [20], [21].

Verificam-se inúmeros desafios à capacidade de uma rede elétrica num sistema isolado – tipo “ilha”, aceitar uma certa quantidade de produção renovável, em particular à energia eólica, uma vez que está intimamente relacionada com a questão da estabilidade dinâmica da rede e segurança de abastecimento [20].

Nesse sentido, esta temática tem sido bastante destacada ao nível das universidades portuguesas, com publicações de trabalhos (e.g. [21], [22], [18], [23] e [24]) de diversos autores.

Apesar de todos os benefícios inerentes à integração da geração renovável no SEE, nomeadamente o potencial para redução do custo de energia e da dependência externa do país com a diminuição da importação de combustíveis fósseis, a variabilidade temporal dos recursos endógenos (vento e sol) que facultam a geração renovável, leva à necessidade de conjugar tecnologias renováveis com sistemas convencionais e de armazenamento, resultando num SEE bastante complexo.

É precisamente nesta ótica que se tem assistido ao desenvolvimento de vários casos de estudos no seio das universidades (e.g. [25], [11], [26], [13] e [27]), com o propósito de solucionar a problemática decorrente da penetração da geração renovável não controlável recorrendo a um sistema misto de produção diesel – eólico/PV, com recurso ao “*curtailment*”¹ da eólica e tirando partido da complementaridade intradiária com a geração PV e da disponibilidade deste último nos períodos com maiores exigências na climatização. Acresce a significativa baixa dos preços, com o *Levelized Cost of Energy* (LCOE) competitivo face às outras tecnologias convencionais de geração de energia.

2.2.3 Sistema híbrido de conversão de energia

Segundo [28], um sistema híbrido de produção de energia pode contemplar várias opções de conjugação de fontes produtoras, contudo na presente dissertação serão consideradas três tipologias, nomeadamente, energia eólica, energia solar fotovoltaica e geradores diesel. Será ainda introduzida uma central de dessalinização como forma de minimizar a necessidade de “*curtailment*” da eólica e por outro lado, como forma indireta de armazenar energia, através da produção de água potável.

Essa água potável proveniente da dessalinização pode inclusive, ao exceder as necessidades do consumo, ser usada no fomento da agricultura hidropónica. Atualmente já existe viabilidade técnica económica para o efeito conforme relatam os casos de sucesso [29], [30] em países como Chile, México, Espanha e Israel.

• Energia Eólica

A energia eólica é uma forma indireta de energia solar, uma vez que as diferenças no aquecimento das regiões e a rotação do planeta são o que impulsiona os escoamentos atmosféricos (ventos), sendo por

¹ Processo que implica o “desligar” de algumas ou todas as turbinas eólicas em funcionamento num parque eólico de modo a mitigar alguns problemas associados a sobretensões exportados para a rede local ao qual está conectado, ou simplesmente a condições de planeamento.

isso uma forma de energia cinética, dependendo da velocidade do vento numa região [19]. A potência incidente no rotor é expressa por:

$$P_{\text{incidente_vento}} = \frac{1}{2} \rho A v_0^3 \quad (2.1)$$

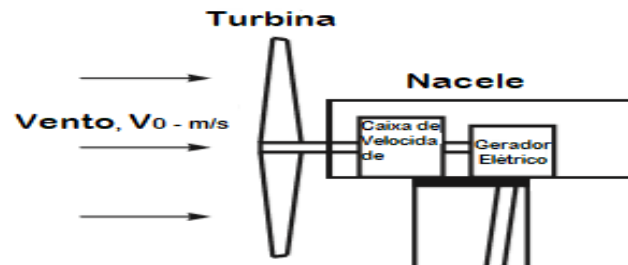


Figura 2.8 - Composição simplificada de uma turbina eólica. Adaptado de [19]

Quando o vento incide numa turbina eólica Figura 2.8, de acordo com a Lei de Betz apenas uma fração da energia cinética incidente pode ser aproveitada. O coeficiente de potência C_p (na ordem dos 59,3% - valor máximo), traduz o fator de aproveitamento.

Deste modo temos que a potência extraída, do vento com densidade ρ , numa determinada direção por um rotor varrendo uma área A , é proporcional ao cubo da velocidade do vento, v_0 .

$$P_{\text{extraída_vento}} = C_p \times P_{\text{incidente_vento}} = \frac{1}{2} C_p \rho A v_0^3 \quad (2.2)$$

Além de mostrar variações drásticas de um lugar para outro, o potencial do vento varia ao longo do tempo num determinado local, e essas variações ocorrem em todas as escalas temporais, desde rajadas repentinas de muito curta duração até às variações sazonais [15].

• Turbinas eólicas

As turbinas dividem-se em duas tipologias segundo o eixo de rotação, em turbinas de eixo horizontal e turbinas de eixo vertical [19].

Com o grande avanço tecnológico ocorrido na última década, a diversidade atualmente existente no mercado permite classificar as turbinas eólicas de acordo com algumas características principais, tais como [17]:

- Sistema de controlo de potência mecânica – regulação do ângulo de passo (*pitch control*) e entrada em perda aerodinâmica (*stall*);
- Presença ou não de caixa de velocidades;
- Sistema de conversão de energia mecânica em elétrica.

Deste modo, temos quatro tipos de turbinas eólicas de acordo com a classificação atribuída em [17]:

- **Tipo I ou A – gerador de indução (gaiola de esquilo);**
- **Tipo II ou B – gerador de indução (rotor bobinado);**
- **Tipo III ou C – gerador de indução duplamente alimentado (DFIG);**
- **Tipo IV ou D – gerador síncrono ligado à rede por meio de conversor;**

Nesta dissertação é de maior relevância o tipo de turbina existente no parque eólica da ilha de Santiago, **Tipo III ou C – gerador DFIG**, que é uma máquina de indução com um rotor bobinado e com o estator

conectado diretamente ao sistema na frequência do sistema, sendo o rotor alimentado por um conversor de potência na frequência de escorregamento, dimensionado para cerca 25-30% da potência nominal da turbina [17].

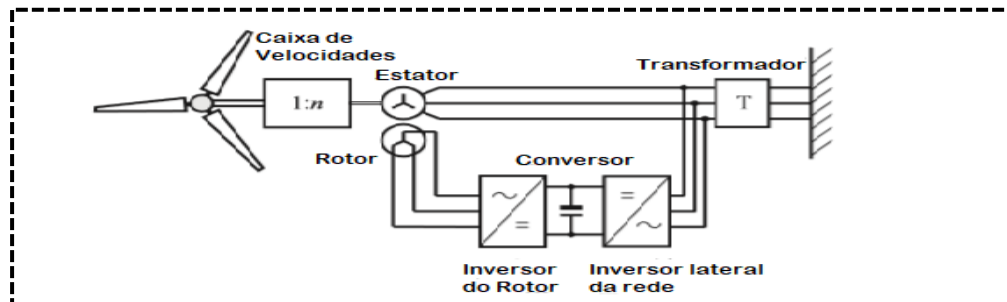


Figura 2.9 - Estrutura de uma turbina eólica tipo III ou C. Adaptado de [17]

• Energia Solar fotovoltaica

As células solares, também designadas por células fotovoltaicas ou PV, são uma forma de converter diretamente a energia proveniente do sol em energia elétrica, sem a necessidade de etapas intermediárias, como por exemplo usando um gerador de turbina[19].

Para a maioria dos países, a tecnologia PV ainda representa apenas uma pequena fração da eletricidade produzida (cerca de 0,2% em todo o mundo), cresceu exponencialmente nos últimos 35 anos e pode continuar a crescer, devido ao rápido declínio nos preços das células solares [19].

As células solares PV são baseadas no efeito fotovoltaico em que a luz incidente sobre um material cria uma corrente elétrica, sendo semelhante ao efeito fotoelétrico em que os elétrons são ejetados a partir de uma superfície exposta à radiação eletromagnética de um comprimento de onda suficientemente curto [31].

Contudo o uso do efeito PV para a produção de energia só se tornou viável com o advento dos semicondutores dopados [19].

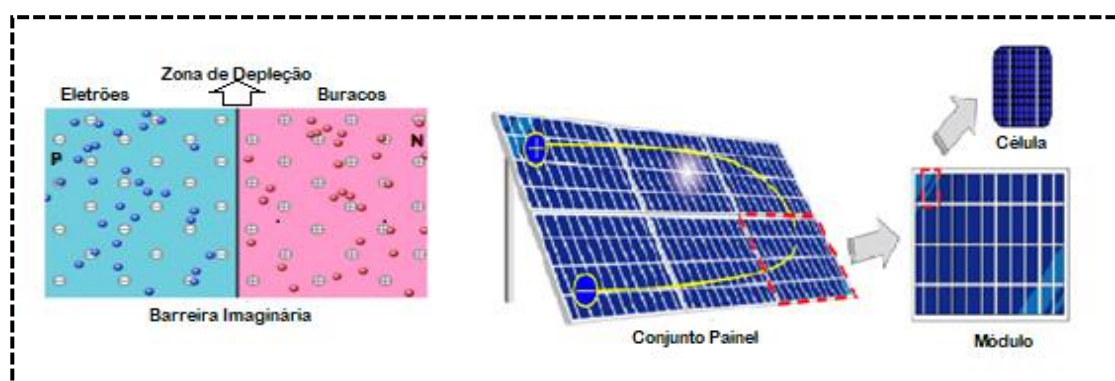


Figura 2.10 - Estrutura básica de composição e funcionamento de uma célula PV. Adaptado de [19]

Os sistemas PV são classificados segundo funcionalidade e operação no SEE, do seguinte modo [32]:

- Sistemas isolados (*off-grid*);
- Sistemas ligados à rede (*on-grid*).

Um sistema PV ligado à rede (*on-grid*) fornece energia à rede, sendo o potencial gerado rapidamente escoado para a rede, que age como uma carga absorvendo energia. Geralmente este tipo de sistema não se encontra acoplado a um sistema de armazenamento de energia, sendo, portanto, mais eficiente e mais barato que os sistemas autónomos. É composto por [32]:

1. Pannel PV (constituído por vários módulos, com estrutura de suporte, dispostos em série ou em paralelo);
2. Caixa de junção (com dispositivos de proteção e interruptor de corte principal DC);
3. Cabos DC;
4. Inversor (tipo *grid-tie*);
5. Mecanismo de proteção e contadores;

• Geradores Diesel

A geração de energia a diesel refere-se à geração de eletricidade a partir de um motor a diesel, que por meio da queima do combustível na câmara de combustão, é capaz de converter a energia térmica resultante em trabalho mecânico [15].

Motores de combustão externa representados por uma turbina a vapor, etc., são usados na geração de grandes volumes de energia para aproveitar as economias de escala, e uma vez que numa ilha isolada, onde a demanda por eletricidade não é muito elevada, a geração de energia com turbinas a vapor seria demasiado dispendiosa porque não existem os níveis de consumo que permitem tirar partido das economias de escala [12].

Por esta razão, o gerador a diesel é geralmente adotado para alimentar ilhas remotas, aproveitando os seus pontos fortes que incluem um rápido arranque e desligamento, uma excelente capacidade de seguimento de carga, a capacidade de suprir a procura e a sua elevada eficiência térmica, revelando um excelente desempenho também a nível económico [15]. É amplamente adotado para a geração de energia, pois pode ser alimentado por óleo pesado e de uso fácil [12].

Tabela 2.2 - Comparação da eficiência térmica entre as diferentes tecnologias termoeletricas

Tipo de Geração Termoeletrica	Fuel usado	Eficiência Térmica (%)
Gerador Diesel	Gasóleo, Óleo pesado	30-42
Turbina a Gás	Óleo pesado, Gás cidade, Gás natural	16-30
Turbina a Vapor	-	18-35
Gerador Gasolina	Gasolina	20-26

• Regulador de Velocidade

A frequência do sistema é dependente do balanço de potência ativa. Um desvio entre a potência ativa gerada e a consumida reflete uma variação no valor da frequência [17]. Por isso, é necessário haver um regulador de velocidade em cada grupo gerador para poder fazer o controlo primário da frequência [27].

Quando a produção é superior ao consumo temos um aumento de frequência e quando a produção é inferior ao consumo temos uma diminuição da frequência [17].

Os geradores de diesel podem controlar a potência de saída do máximo ao mínimo e vice-versa num curto espaço de tempo com maior capacidade de controlo de carga. O regulador de um gerador diesel move-se para cima e para baixo da entrada do motor para manter a velocidade de rotação do gerador constante. O funcionamento automático do regulador para que o gerador possa responder completamente à flutuação de frequência, é considerado como operação sem regulador. Os geradores a diesel instalados em Cabo Verde são capazes de operar sem regulador [15], [33].

A flutuação da produção de energia eólica pode ser acomodada e gerida pela operação de geradores diesel, levando em conta a condição de vento estável existente nas ilhas de Cabo Verde [5].

- **Reservas girantes (*Spinning reserves*)**

Para garantir o funcionamento seguro do SEE, o operador do sistema deve dispor de uma reserva girante adequada. A reserva girante (em inglês *spinning reserves*) a ser utilizada pelo regulador primário deve ser uniformemente distribuída em torno do SEE, isto é, nas centrais de energia localizadas em vários pontos estratégicos, de modo a que o risco de sobrecarga das linhas de transmissão seja mínimo. Pelo que a localização das reservas girantes em uma região pode ser perigosa do ponto de vista da segurança da rede de transporte, pois caso haja falha das centrais, toda energia em falta viria de uma única região, provocando sobrecargas nas linhas de transmissão e a possibilidade do distúrbio se espalhar, afetando toda a estrutura do SEE [15], [17].

2.2.4 Dessalinização

Dessalinização, de acordo com [34], significa a produção de água potável a partir de água salgada. Consiste basicamente num método de produção de água para consumo humano, agricultura ou atividades industriais. Dada a vital importância que a água potável possui sobretudo para a vida humana em si, com o aumento populacional aumenta a carência desse bem essencial, sobretudo em zonas secas e áridas do planeta.

- **Processos de Membrana – Osmose Inversa**

A osmose consiste num processo físico importante no metabolismo celular em que a água se movimenta sempre de um meio hipotónico (menos concentrado em soluto) para o meio hipertónico (mais concentrado em soluto), com a finalidade de atingir o equilíbrio na concentração em ambos os meios (isotónico), através de uma membrana semipermeável (que permite a passagem de moléculas de água) [35]. A osmose inversa é um processo em que o sentido do fluxo se inverte, isto é, a passagem da água pela membrana ocorre do sentido do meio hipertónico para o hipotónico [36].

Uma das grandes vantagens da osmose inversa face aos restantes processos de dessalinização, é a sua simplicidade conceitual. Basicamente, pode-se conceber a osmose inversa como um processo de filtração muito fino usando uma membrana para filtrar o sal da solução. A única distinção da filtração comum é a existência de um diferencial de pressão mínima do disco (pressão osmótica) abaixo da qual o processo não funcionará [36].

Importa ressaltar que todo o processo ocorre a temperatura ambiente, sendo de entre os demais processos de dessalinização existentes, aquele que maior eficiência apresenta na remoção de sólidos dissolvidos (que é geralmente dependente do tipo de membrana utilizada, com funcionamento a energia elétrica, e o grau de resistência aos efeitos químicos e ambientais) [37].

Desenvolvimentos recentes em tecnologia de membrana e material de construção tornaram a central de osmose inversa atrativa para grandes capacidades de dessalinização.

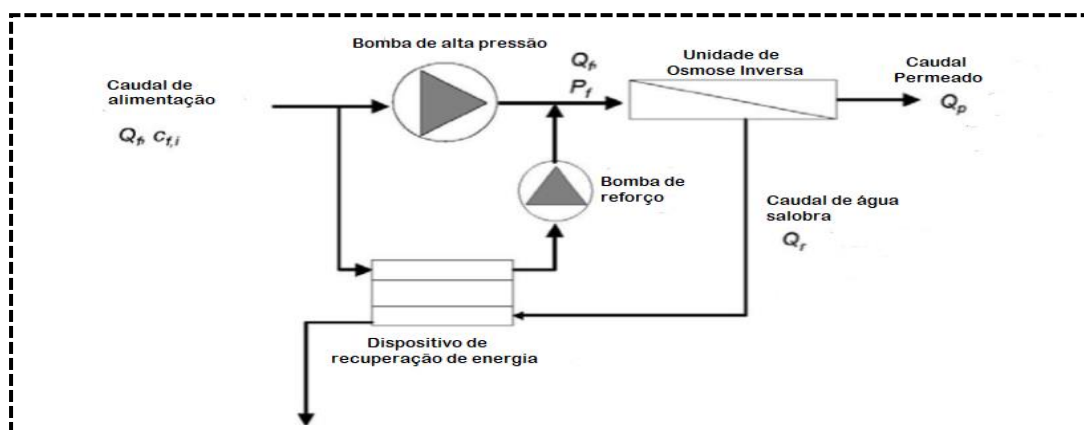


Figura 2.11 - Ilustração da operação de uma unidade de dessalinização RO. Adaptado de [37]

O consumo de energia no caso de um processo *Osmose Inversa* (OI) depende da salinidade da água e da taxa de recuperação da membrana. A quantidade de energia está relacionada com a pressão osmótica - quanto maior a salinidade da água de alimentação maior será a pressão osmótica, e consequentemente, maior será o consumo de energia [35].

Embora a capacidade de um sistema de dessalinização OI possa variar de 0,1 a 395.000 m³/dia, considerando um tamanho típico de 24.000 m³/dia uma unidade de dessalinização OI, com um sistema de recuperação de energia, alimentada por água do mar (*Sea Water Reverse Osmosis* - SWRO) e os sistemas OI alimentados por água salobra (*Brackish Water Reverse Osmosis* - BWRO), apresentam as características descritas na Tabela 2.3 [37].

Tabela 2.3 - Comparação dos processos de dessalinização - RO em função do tipo de água

Tipo de Processo de dessalinização - RO	Consumo de energia (kWh/m ³)	Pressão de Operação (bar)	Água Potável (%)
Água do mar (SWRO)	3.0-10.0	55-70	25-45
Água salobra (BWRO)	1.5-2.5	15-30	90

Um dos aspetos que continua a condicionar a aposta de forma contínua neste processo de dessalinização, é sem dúvida o custo de energia associado, o que afeta diretamente o custo total da água produzida, para além dos custos fixos que dependem de parâmetros tais como a localização da central e da tecnologia ou processo utilizado [38]. Mesmo que tecnicamente seja possível operar a central de dessalinização com taxas de recuperação acima dos 25%, valor típico e recomendável de operação, resultará num menor tempo de vida da membrana, incrementando os custos operacionais [39].

- **Aposta nas fontes renováveis de energia (FER)**

Uma das alternativas encontradas para superar esta dependência direta do custo de energia no custo final da água produzida e o consequente aumento da tarifa final ao consumidor, é a aposta nas energias

renováveis, uma vez que o custo das renováveis é geralmente independente da flutuação do preço dos combustíveis fósseis [40].

No presente estudo é adotado um sistema de produção de água potável através da dessalinização por osmose inversa de acordo com a seguinte representação esquemática adaptado de [37], [41]:

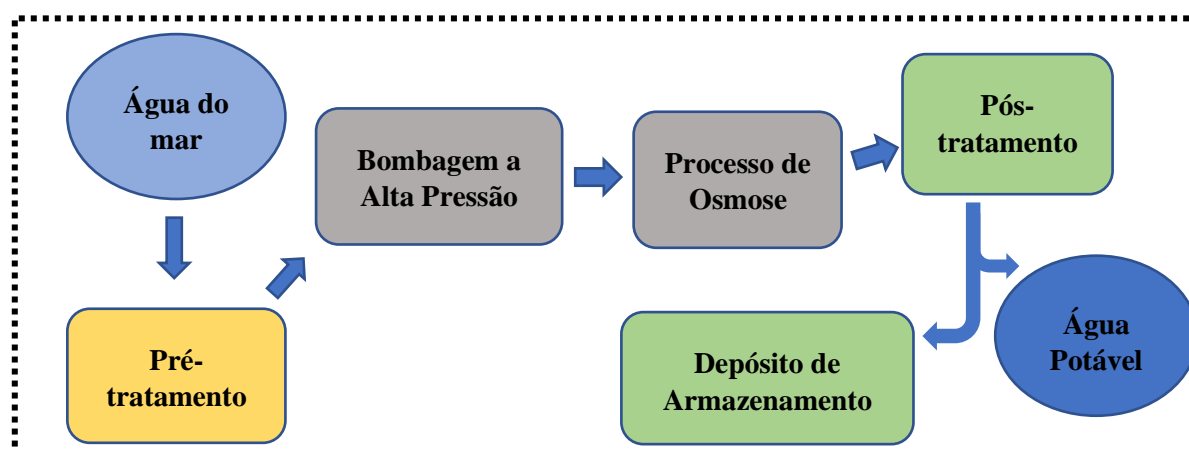


Figura 2.12 - Representação esquemática das etapas inerentes ao processo de dessalinização – RO. Adaptado de [41]

2.2.5 Culturas Hidropónicas

Uma vez aplicando o controle do SEE, pelo direcionamento do excesso de energia produzido nas horas de vazio para a produção de água potável através do processo de dessalinização por osmose inversa (RO), e possuindo um sistema com depósitos de armazenamento destinado a toda água potável que excede a capacidade de consumo da ilha, pretende-se nesta dissertação apresentar uma possível solução para rentabilizar todo o processo.

Dada a característica física e económica da ilha e do modo de vida da população, cujo rendimento assenta sobretudo na exploração do setor primário (agropecuária), a solução que se pretende vem conjugar e mostrar uma nova dinâmica a implementar de modo a tirar máximo proveito do recurso hídrico a ser disponibilizado pelo processo de dessalinização, potenciando a inovação e o crescimento de um setor nuclear da economia local.

Uma maneira de ultrapassar as dificuldades de produção agrícola de qualidade e fora de época em regiões com limitações do recurso hídrico e do uso do solo, foi a aposta em sistemas de estufa associado à cultura hidropónica, tornando-se atualmente na forma mais intensiva e efetiva de produção agrícola a nível mundial [42].

Em termos práticos pode-se definir cultura hidropónica como prática de agricultura sem uso do solo como meio de crescimento das raízes, usando somente água e nutrientes inorgânicos que vão sendo absorvidos pelas raízes, que crescem em substratos, à medida que ocorre a irrigação [43].

Uma das vantagens inerentes a essa prática prende-se com a melhoria no rendimento e aumento da produção em mais de dez vezes face à prática de cultura convencional, a possibilidade de cultivar em estufas obtendo alto rendimento mesmo em solos salinos pouco aráveis (responsáveis por grande parte de terras cultiváveis no mundo) e o garante do cumprimento das políticas ambientais (e.g. redução do uso de fertilizantes no solo, eliminação ou restrição da lixiviação de nutrientes para o meio).

Todas essas vantagens referidas só foram possíveis devido à aplicação de sistemas fechados de culturas hidropónicas em estufas, que se tornou obrigatório por lei em determinados países [43].

A cultura hidropónica pode ser explorada utilizando dois tipos de sistemas [43]:

- **Sistemas abertos;**
- **Sistemas fechados;**

Sistemas fechados de exploração são o mais recomendável, pois as principais vantagens face aos sistemas abertos consistem na redução da perda de água e nutrientes para o ambiente, resultando em melhor eficiência no uso da água. Além disso, nos sistemas fechados, usam-se uma quantidade mínima de substrato, alcançando com isso a redução do problema de poluição ambiental associado à sua disposição.

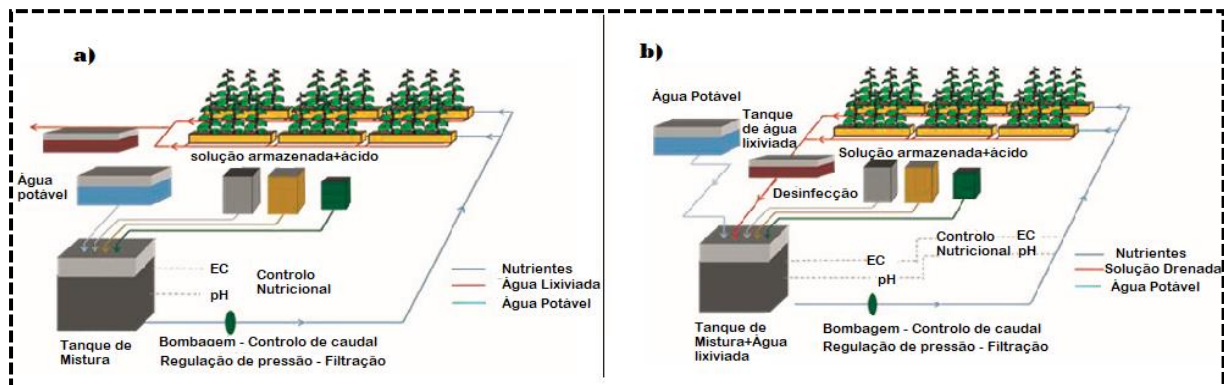


Figura 2.13 - a) Sistema aberto de exploração hidropônica; b) Sistema fechado de exploração hidropônica

3. Modelação da rede elétrica de Santiago

Tal como referido no capítulo anterior, os sistemas PV e eólico serão as tecnologias renováveis em estudo, por apresentarem um forte potencial de desenvolvimento na ilha em combinação com a geração diesel, um SEE híbrido.

Elementos importantes como, linhas de transmissão e transformadores, serão objetos de análise neste capítulo, numa ótica de serem fundamentais para a concessão de um modelo fidedigno e de permitirem que seja realmente efetivo o ciclo desde a produção até ao consumo.

A função específica de uma rede elétrica é a distribuição, conduzindo a energia produzida nas centrais até junto dos consumidores (e.g. doméstico, industrial) [44].

Na presente dissertação, a rede elétrica em estudo possui dois níveis de tensão: média tensão de 20 kV a nível das PT's e alta tensão de 60 kV a nível das subestações.

3.1 Topologia da rede

A ilha de Santiago possui uma rede elétrica trifásica, de 50 Hz de frequência e 220V de tensão a nível do consumo, segundo níveis de tensão de Cabo Verde, com uma potência de base do SEE de 100 MVA [13].

A topologia da rede da ilha é apresentada em malha com exploração radial, de acordo com o esquema unifilar – subsecção 3.1.1, sendo um tipo de rede especialmente comum em áreas urbanas com elevada densidade de carga. No mesmo esquema unifilar pode-se constatar que as centrais de produção tanto renováveis como a diesel estão concentradas na zona sul da ilha (cidade da Praia), dado que essa região representa praticamente mais da metade da totalidade da procura de energia na ilha de Santiago, fator que confere maior relevância à existência de linhas de alta tensão para transporte e conexão com as restantes regiões da ilha [13], [14].

De modo a proceder à análise e modelação da rede elétrica, tendo como referência o esquema unifilar da rede apresentado, foi necessário efetuar algumas simplificações a nível da localização e potência solicitada pelos barramentos, que constam na Tabela 3.1 :

Tabela 3.1 - Identificação dos barramentos, geradores e cargas que compõe o SEE adaptado para o caso de estudo

Barramentos		Geradores			Cargas		
Localização	Designação						
Sul	node1	Sul	CAT_12 CAT_34 WARTZ_56 WARTZ_78 Backup/PV Parque WT	node1 node2 node3 node4 node5	Sul	Load_PDS Load_GDS Load_dess	node6 node7 node4
	node2						
	node3						
	node4						
	node5						
	node6						
Norte	node7				Norte	Load_SM	node8
	node8						

3.1.1 Esquema Unifilar da rede elétrica

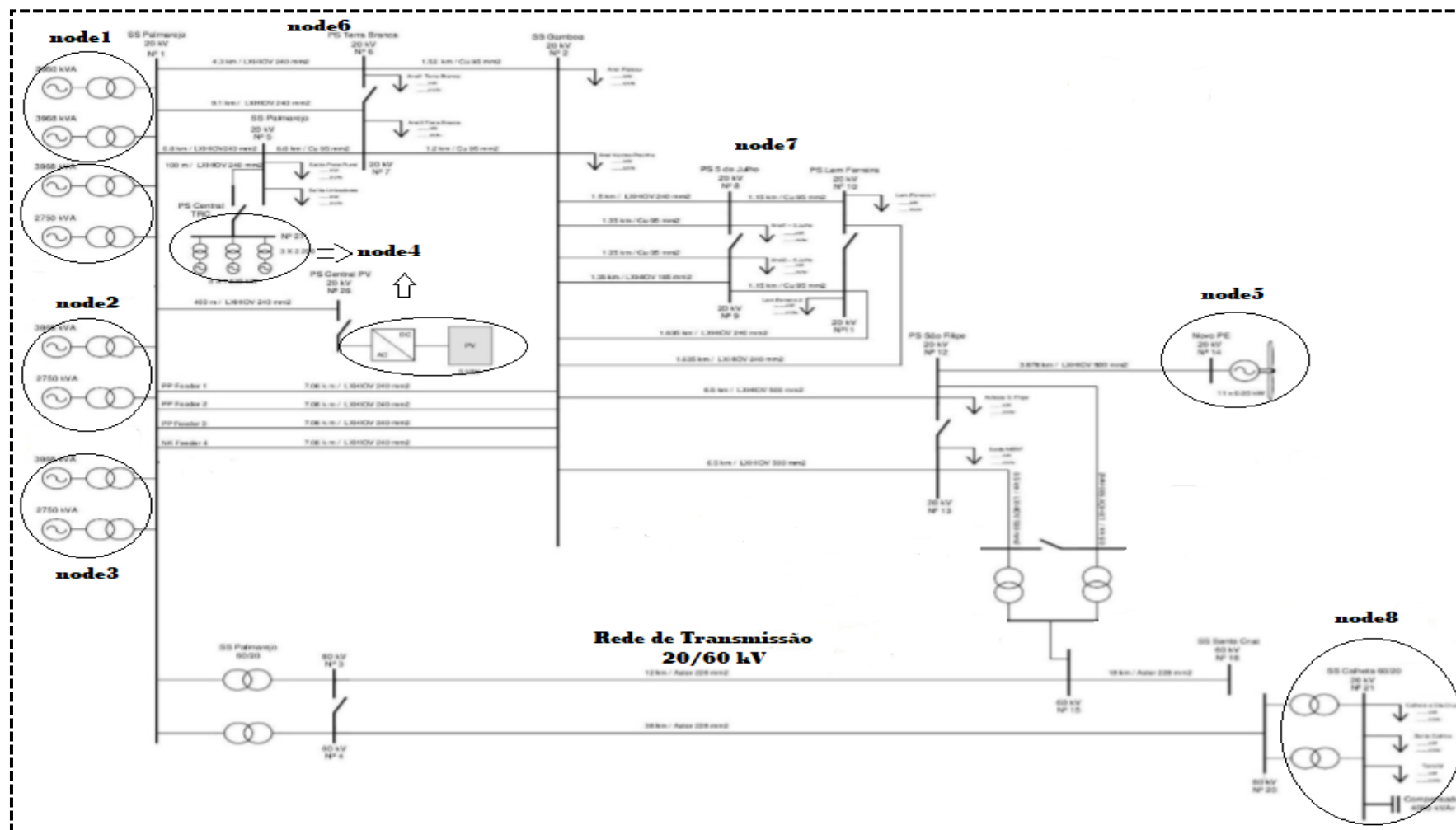


Figura 3.1 - Esquema unifilar da rede elétrica - Ilha de Santiago. (Adaptado de [7])

3.1.2 Linhas

As linhas de transmissão, fisicamente, consistem em conjuntos de equipamentos capazes de transportar e distribuir a energia elétrica produzida nas centrais até aos consumidores finais.

Vários parâmetros elétricos podem ser usados para caracterizar as linhas de transporte de energia, contudo existem quatro destes cujos valores dependem das características físicas das linhas, tais como [44], [45]:

- **Resistência (R)** – é o parâmetro que representa as perdas por efeito de Joule, determinada pela resistividade do condutor (caraterística singular de cada material condutor) e o seu comprimento;
- **Reactância (X)** – é essencialmente a inércia contra o movimento de eletrões. Está presente onde quer que haja campo elétrico ou magnético, mais particularmente nos condensadores e indutores, em proporção à tensão ou corrente aplicada ;
- **Condutância (G)** – é o parâmetro que mede a capacidade de um elemento conduzir eletricidade, podendo ser definido como o inverso da resistência elétrica.
- **Susceptância (B)** – é definida como medida da capacidade de um circuito em conduzir correntes em mudança. É geralmente usado em circuitos cujos elementos são puramente reativos.

De acordo com as informações recolhidas em [27], pôde-se ter acesso a valores de resistência (R), indutância (L) e capacidade (C) de cada tipo de material que compõe os cabos usados da rede elétrica. Através dos dados referidos procedeu-se ao cálculo dos parâmetros como a reactância (X), condutância (G) e susceptância (B), também já mencionados. Outro fator importante a ter em consideração é o facto de que na grande maioria desta rede as linhas são aéreas, e os materiais condutores que as constituem são alumínio, cobre e aster (condutor aéreo em liga de alumínio).

As tensões nas linhas e as características dos condutores usados determinam a potência máxima que podem transmitir pelo que as linhas de maior tensão requerem melhor isolamento (uma distância ao solo superior ao valor mínimo) e maiores distâncias (entre condutores de diversas fases, evitando contracorrentes) [44].

Deste modo a rede da ilha de Santiago apresenta apenas três linhas de alta tensão (60 kV), que transportam energia da região sul da ilha (concelho da Praia) para a região norte (concelho de São Miguel), com as restantes linhas com níveis de tensão de 20 kV [16].

Em termos de modelação e análise de redes como é o caso do trânsito de energia, e para linhas até 250 km, é aplicado o esquema equivalente em π nominal, representando uma linha por meio de parâmetros concentrados como impedância longitudinal (Z_L) e admitância transversal (Y_T) dividida pelos dois extremos da linha, segundo [46].

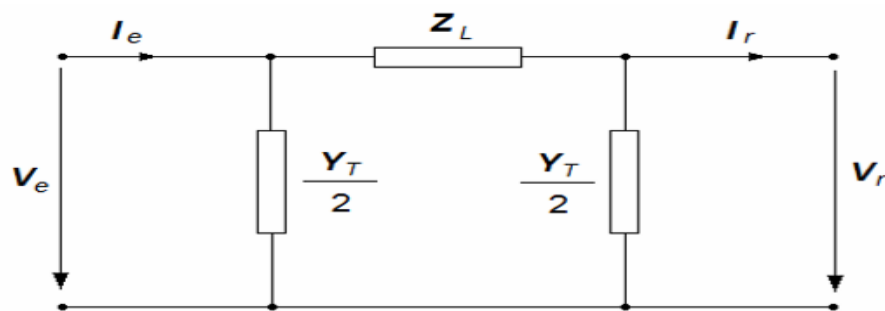


Figura 3.2 - Esquema equivalente em pi nominal da linha elétrica

$$Z_L = R_L + jX_L \quad (3.1)$$

$$Y_T = G_T + jB_T \quad (3.2)$$

3.1.3 Transformadores

O transformador, constitui outra componente útil do SEE, consistindo numa máquina elétrica estática capaz de aumentar ou diminuir um determinado nível de tensão [44]. Através de transformadores é possível fornecer a energia na rede em AT – para transporte, em MT – para fins de distribuição em BT – a nível doméstico [46].

Na Figura 3.3, apresenta-se o esquema equivalente de um transformador

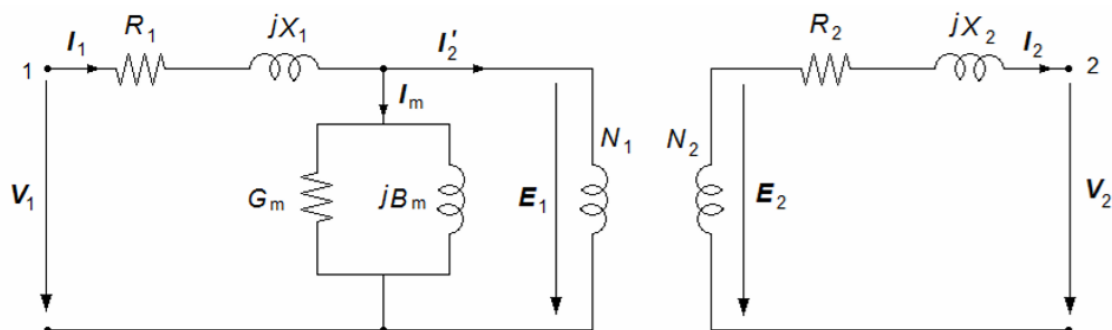


Figura 3.3- Esquema equivalente de um transformador. Fonte [46]

Outra função que os transformadores podem desempenhar no SEE pode ser o de regulador de tensão, com os transformadores dotados de comutadores de tomada, permitindo variar a tensão aos seus terminais pela variação da relação de transformação, pelo ajuste do número de espiras do enrolamento do primário ou secundário [44].

Apenas foram consideradas neste estudo, os grupos transformadores com localização nas subestações MT/AT (20/60 kV) no concelho de Praia (Palmarejo e São Filipe) e subestação AT/MT (60/20 kV) no concelho de São Miguel, e com a finalidade de simplificar a análise do trânsito de energia entre os barramentos do SEE, usando valores p.u., não se considera a atuação dos transformadores reguladores de tensão nesta dissertação [47].

Através do esquema de um transformador Figura 3.3, e usando a relação de transformação do transformador, chega-se assim a um esquema equivalente em T do transformador, uma vez que se considera essa relação de transformação: $m = \frac{N_2}{N_1} = 1$, que vem representado na [44].

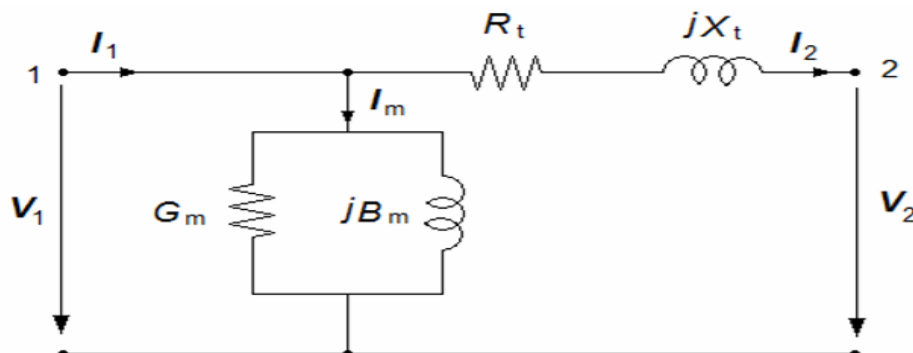


Figura 3.4 - Esquema equivalente em T do transformador. Adaptado de [46]

Em grande parte das aplicações de análise de SEE, pode-se considerar desprezável essa corrente de magnetização, eliminando-se assim o ramo transversal, o que permite obter um esquema equivalente simplificado, representado na [44]. Importa referir que as correntes em ambos enrolamentos apresentam valores p.u. (iguais em módulo, diferentes na fase) $I_P = I_S = I$, chegando-se à seguinte relação entre as tensões do primário e secundário [47]:

$$V_P = V_S + Z_t I \quad (3.3)$$

Com a impedância total resultando de:

$$Z_t = R_t + jX_t \quad (3.4)$$

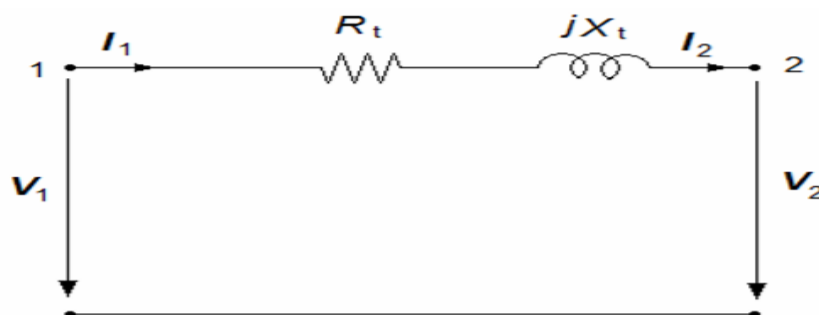


Figura 3.5 - Esquema simplificado do transformador. Adaptado de [46]

3.1.4 Condensadores em derivação

Os elementos em derivação como é o caso de condensadores são necessárias na rede elétrica uma vez que em certos pontos da rede pode haver excesso de energia reativa das linhas ou da própria carga, sendo

por isso necessário compensar a potência reativa de modo a limitar as quedas de tensão derivadas do transito de energia reativa e possíveis instabilidades, reestabelecendo o equilíbrio [46].

Os condensadores, por serem o método economicamente mais acessível de compensação de potência reativa, são utilizados em todos os níveis de tensão, tanto na parte da transmissão como distribuição. É apresentado ainda em [46], mais vantagens associadas ao uso de condensadores na compensação de potência reativa na rede elétrica.

Apresenta-se de seguida um conjunto de equações usadas na modelação deste componente da rede elétrica, de acordo com [11].

Uma bateria de condensadores possui uma impedância Z_t e gera energia reativa Q_{cond} traduzidas pela seguinte expressão:

$$\bullet \quad Z_c = \frac{1}{j\omega C} = j \left(-\frac{1}{\omega C} \right) = jX_c \quad (3.5)$$

$$\bullet \quad Q_{cond} = \omega \times C \times V^2 \quad (3.6)$$

Modelando a energia reativa por meio de susceptância capacitiva pois $B_c = \omega \times C$, obtém-se:

$$\bullet \quad Y_c = \frac{1}{Z_c} = j\omega C = jB_c \rightarrow Q_{cond} = B_c \times V^2 \quad (3.7)$$

Sendo: C – a capacitância (F), ω – frequência angular (Hz), V^2 – uma vez que a potência reativa em regime permanente, é proporcional ao quadrado da tensão num dado barramento; Y_c – admitância capacitiva;

3.2 Caraterização dos centros produtores

A ilha de Santiago, como referido no capítulo 2, possui a geração elétrica dividida entre a central termoelétrica unificada e parques renováveis neste caso central solar fotovoltaica e parque eólico cujas energias produzidas fluem diretamente para a rede de distribuição.

A base da geração está localizada na central termoelétrica de Palmarejo, com cerca de 87 MW de potência instalada (onde se inclui a central backup de 6.12 MW que fornece energia à central de dessalinização), encontrando-se os geradores ligados à rede em sincronismo e tendo que a cada instante que igualar a potência gerada à solicitada pela carga mais as perdas decorrentes do processo de transmissão [15].

A regulação da frequência do SEE, de acordo com os parâmetros definidos pela norma internacional – (NP EN 50160:2010^{2,3}), é efetuada pelo conjunto de geradores ligados à rede, pois a potência total das máquinas é muito superior à potência fornecida por cada gerador individualmente [15], [22].

Por outro lado, a operação de regulação da tensão do SEE é conduzida com estabilidade de rede, seguindo as exigências da referida norma internacional para qualidade de energia, sem que haja

² Necessidade do controlo da frequência ($f_n = 50\text{Hz}$) – desequilíbrios entre produção e consumo - $\Delta f_n \leq 2\% f_n$

³ Problemas no perfil de tensão da rede local ($V_n = 220\text{ V}$) – $\Delta V_n \leq 10\% V_n$

supressão de saída da geração de energia eólica, mesmo nos meses de Janeiro e Fevereiro, quando as condições do vento são favoráveis [13], [15].

Quanto à potência reativa, estando perante uma rede fraca – Razão de Curto-Circuito ($R_{CC} = \frac{S_{CC,min}}{S_{Nominal}}$) < 10 , a sua regulação depende do controlo de tensão feita automaticamente de modo a ajustar a tensão ao barramento de referência estabelecido no SEE [24].

De acordo com [14] e [15], para que não haja supressão de saída da geração de energia eólica para a estabilização da rede quando há elevada geração eólica ou ocorrência de alguma perturbação na rede, a operação é efetuada exclusivamente com os geradores *Wartzila* (WARTZ) .

Os mesmos documentos citados recomendam ainda que será necessário examinar a supressão da produção de energia renovável, no caso eólica – mediante recurso ao “*curtailment*”, a redução da geração de energia diesel, a introdução de baterias de armazenamento e assim por diante, para que seja possível aumentar a penetração das energias renováveis no SEE.

No entanto, além da operação de estabilidade da rede referida, a geração de energia diesel ainda é essencial em momentos em que as condições do vento tendem a ficar mais fracas entre Julho e Outubro e períodos de ponta noturno em que não há produção PV, entrando em funcionamento os geradores Caterpillar de modo a garantir que a produção igualasse ao consumo mais as perdas na transmissão [15].

Os valores relativos à capacidade nominal de todos os gerados ligados à rede elétrica da ilha com as respetivas gamas de variação das potências ativas e reativas, que foi possível determinar conhecendo o fator de potência assumida para o gerador ($\cos\varphi = 0.8$ e $\sin\varphi = 0.6$) [14], [15].

O cálculo dos limites das potências ativas e reativas advém do critério utilizado pela concessionária ELECTRA, SARL, assumindo a todos os geradores uma aproximação única e retangular, tal que [14]:

$$\bullet \quad Q_{min} = -Q_{max} \quad (3.8)$$

$$\bullet \quad P_{min} = 40\%P_{max} \quad (3.9)$$

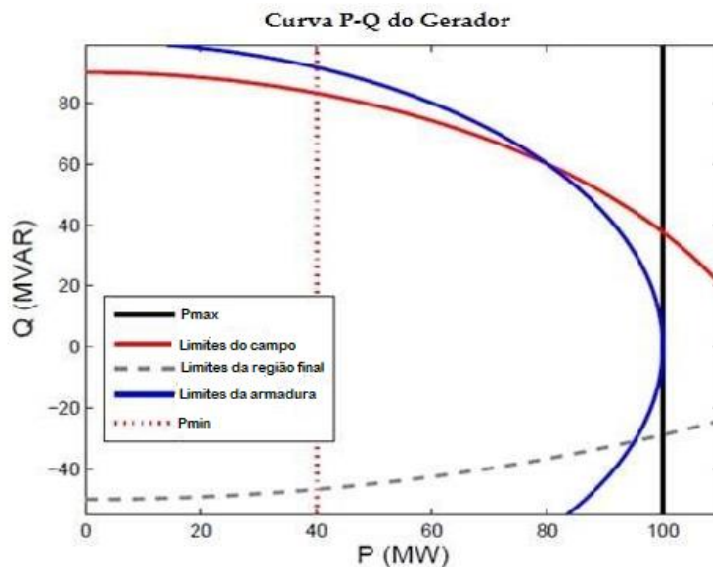


Figura 3.6 - Curva de potência característica de operação dos geradores diesel no SEE (adaptado de [13])

Será este modelo adotado para P_{min} nesta dissertação, com Q_{min} simétrico de Q_{max} , sendo a curva de capacidade aproximada pela relação $[(Q_{max}; 40\%P_{max}), (Q_{max}; P_{max}), (-Q_{max}; 40\%P_{max}), (-Q_{max}; P_{max})]$.

3.3 Potencial endógeno do caso de estudo – ilha de Santiago

Assim como referido nos capítulos anteriores, a premissa pela aposta no recurso endógeno como impulsionador do desenvolvimento do país, faz com que seja imperativo o levantamento do potencial energético desses recursos de modo a conceber um SEE híbrido com primazia das fontes renováveis, cujo excesso de energia “limpa” produzida nas horas de vazio será utilizada para o processo de dessalinização da água do mar aumentando a disponibilidade hídrica, essencial no atual espetro socioeconómico da ilha neste período de seca cíclica que a região atravessa. A geração diesel (composta por 3 grupos geradores com capacidade instalada total de 88.47 MW), por sua vez assistirá como se de um “*backup*” se tratasse (reserva girante do SEE), garantindo a estabilidade e segurança de operação num sistema isolado (sem interligação) com rede “fraca” como é este caso.

3.3.1 Potencial eólico

Vários estudos já foram efetuados com o intuito de conhecer o potencial eólico da ilha, a destacar o extenso relatório levado a cabo pela GESTO ENERGIA, SA [7], em parceria com o governo de Cabo Verde no início desta década, de onde constam as Zonas de Desenvolvimento Turístico Integral (ZDTI), as Zonas de Reservas e Proteção Turística (ZRPT) e as Zonas de Desenvolvimento de Energias Renováveis (ZDER) propostas, sendo essas ZDER divididos em ZDER_ST1, ZDER_ST2 e ZDER_ST3 com 96.9 MW, 6.8 MW e 6 MW respetivos de capacidade, totalizando cerca de 109.7 MW do potencial a ser explorado na ilha [10].

Contudo existe atualmente apenas um único parque eólico em pleno funcionamento com uma capacidade instalada de 11.9 MW, composto por 14 turbinas do modelo VESTAS V52 - 850 kW cada uma [5].

Na Figura 3.7 são apresentados os dados relativos à média mensal da velocidade do vento medido na ilha nos anos de 2015 e 2016, fornecidos pela estação meteorológica com localização (latitude: 14° 55' N e longitude: 23° 36' W) – situado no aeroporto Nelson Mandela, e ainda na Figura 3.8, a curva de potência da turbina VESTAS V52 - 850 kW.

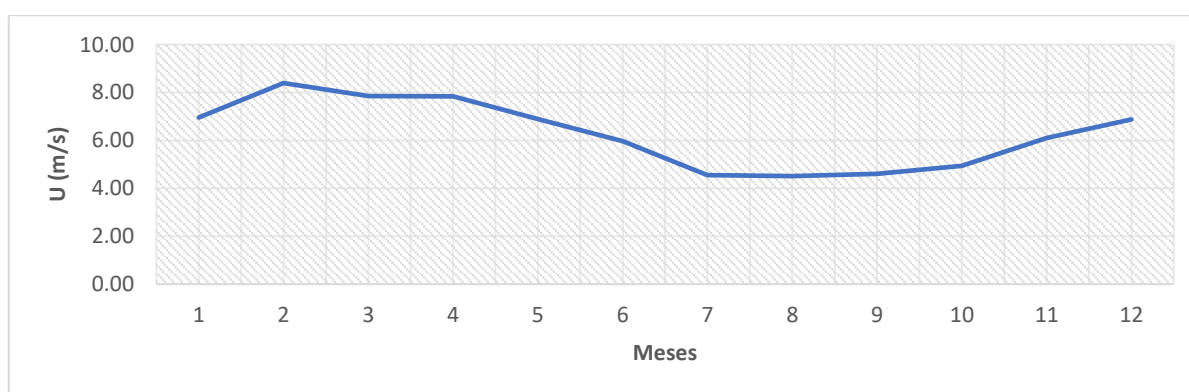


Figura 3.7 - Média mensal da velocidade do vento medido na ilha de Santiago

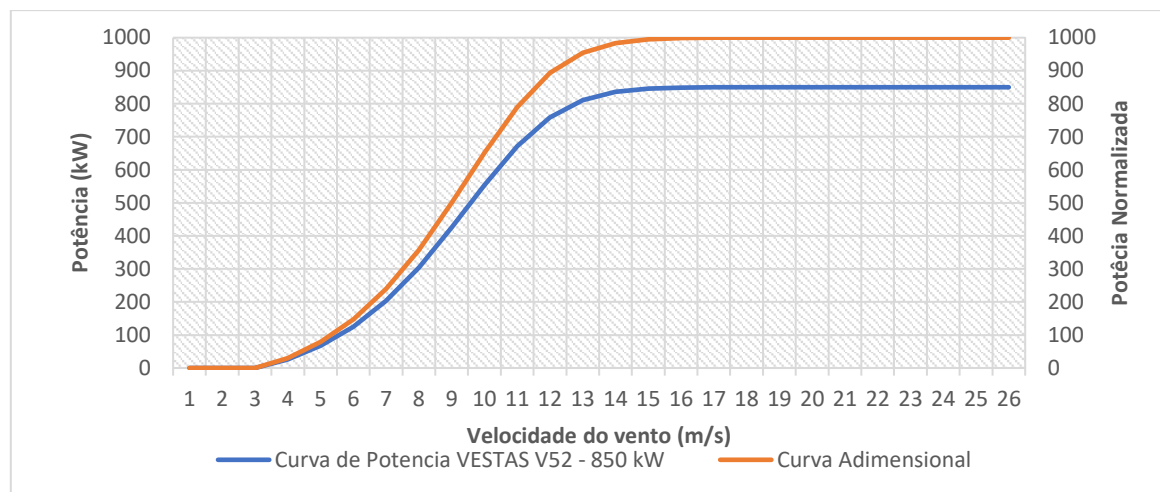


Figura 3.8 - Curva de potência da turbina VESTAS V52 - 850kW e curva adimensional

3.3.2 Potencial solar fotovoltaico

Na sequência do estudo realizado pela GESTO [3], também foram apuradas para o contexto da exploração PV, as ZDER com um potencial total de cerca de 700 MW [10]. A ilha possui atualmente apenas um parque solar com capacidade instalada de 5 MWp integrado na rede de transmissão.

A Figura 3.9, representa a média horária anual da radiação incidente e a curva de potência (a título de exemplo, extraída por 1 kWp de painel PV instalado), e a Figura 3.10, a média horária mensal da irradiação global incidente na ilha, com localização (latitude: 14° 55' N e longitude: 23° 31' W), no período de 2015-2016. [3] [48]

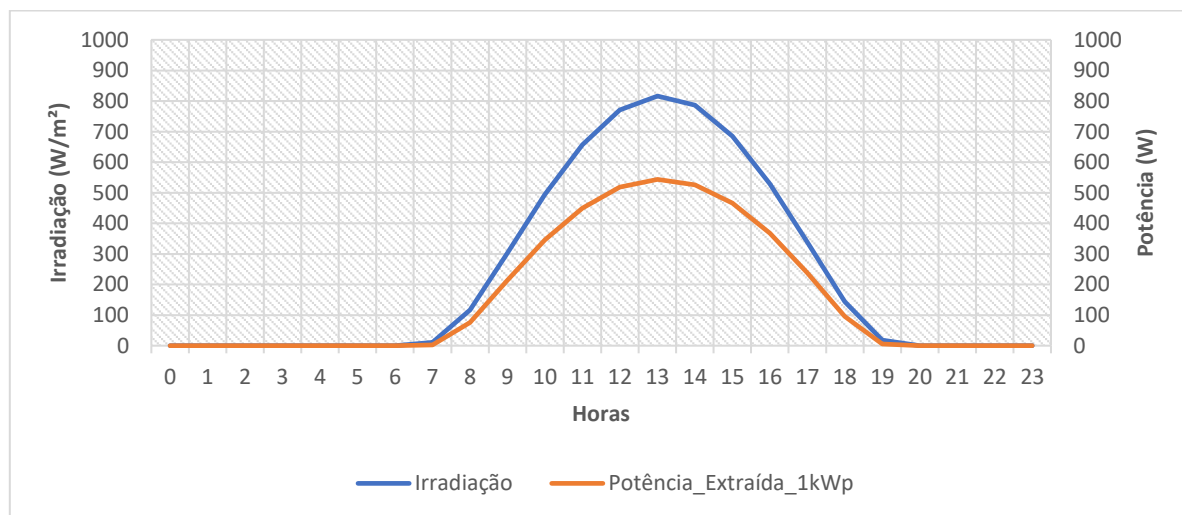


Figura 3.9 - Média horária anual da irradiação incidente e curva de potência para 1kWp instalado

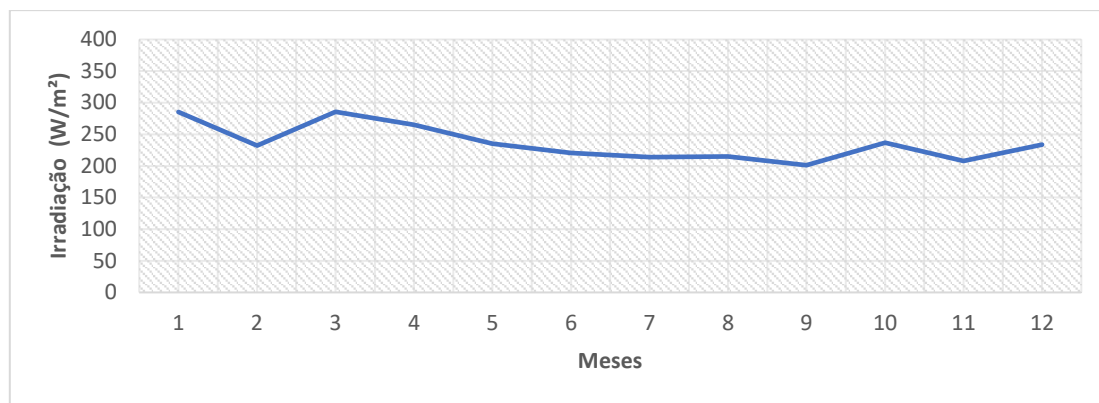


Figura 3.10 - Média horária mensal da irradiação incidente na ilha de Santiago

4. Metodologia

Depois de feita a descrição acerca da modelação matemática dos diversos componentes do SEE da ilha no capítulo 3, importa agora demonstrar a ferramenta de modelação que estará na base da resolução do problema de otimização - o *software GAMS (General Algebraic Modeling System)*, adotada nesta dissertação.

4.1 Software de modelação

Recorrendo à versão 24.9, do programa de modelação GAMS, que é uma ferramenta que permite ao utilizador implementar modelos matemáticos representados por um sistema de equações algébricas que mediante a otimização de uma função objetivo adequada, representativa da perspetiva que se pretende ver otimizada. O modelo matemático, em que se vão basear os desenvolvimentos propostos nesta dissertação, foi concebido para lidar com questões complexas ao nível da otimização das redes elétricas com um grande número de variáveis, sendo por isso usado em distintas áreas e com estudos já realizados, nomeadamente [11] e [49].

O software GAMS, segundo [50] e [51] possui uma estrutura modelo representado na Tabela 4.1:

Tabela 4.1 - Representação simplificada da estrutura em GAMS

Conjunto	<ul style="list-style-type: none">• são estruturas equivalentes a índices das representações algébricas, sendo utilizados para estabelecer conexões entre dados e variáveis nos modelos;
Dados	<ul style="list-style-type: none">• especificações dos valores de input, podendo ser inseridos sob a forma de escalares (adimensionais), parâmetros (unidimensionais) e tabelas (multidimensionais);
Variáveis	<ul style="list-style-type: none">• variáveis do problema, que podem ser adimensionais ou unidimensionais. Incluem declaração e definição;
Equações	<ul style="list-style-type: none">• relações matemáticas entre dados e variáveis, incluindo declaração e definição;
Modelo	<ul style="list-style-type: none">• implica a especificação da equação que se pretende resolver e atribuição de um nome. Pode haver vários modelos num programa;
Solução	<ul style="list-style-type: none">• escolha do método de resolução e da função de minimização;
Output	<ul style="list-style-type: none">• escrita de resultados para ficheiros.

4.2 Solver

Solvers são ferramentas que recorrem a algoritmos da matemática para resolução de problemas de otimização. O algoritmo adotado nesta dissertação foi o CONOPT 3, versão 3.16F, um solver para problemas de otimização não-linear, cujas propriedades encontram-se detalhados em [11]. Foi

concebido pela ARKI Consulting & Development A/S, Dinamarca, e melhorado ao longo dos anos de modo a ser eficiente a tratar modelos escritos em linguagem GAMS e para resolução de modelos extensos cujas funções dependem de um pequeno número de variáveis [52].

O CONOPT/GAMS permite a que o utilizador se liberte da preocupação com os detalhes do algoritmo como é o caso da escolha de subcomponentes e tolerâncias, pois é basicamente é um solver que se adequa bem a modelos com muitas restrições não-lineares, pois possui uma logica intrínseca que seleciona uma solução aproximada que melhor se ajusta ao tipo de modelo utilizado, sendo esta aproximação ajustada de modo dinâmico à medida em que é recolhida e atualizada a informação do seu desempenho [50],[52].

4.3 Interface com o utilizador

Para que os resultados derivados do processo de otimização sejam acessíveis ao tratamento por parte do utilizador, é utilizado como ferramenta de apoio ao GAMS, o software Microsoft Excel, que funciona como plataforma de inserção de dados de entrada (*input*) e receção de resultados (*output*), sendo os valores em p.u (valores por unidade) [50].

Os dados de entrada (*input*) são gerados no Excel sob o formato “. GMS”, através de sub-rotinas criadas pela *Microsoft Visual Basic (VBA)*, sendo os resultados (*output*) do GAMS, passados para o Excel por meio de ficheiros com formato “. GDX” – que são ficheiros binários de armazenamento com portabilidade entre diferentes plataformas ou *softwares*, Figura 4.1.

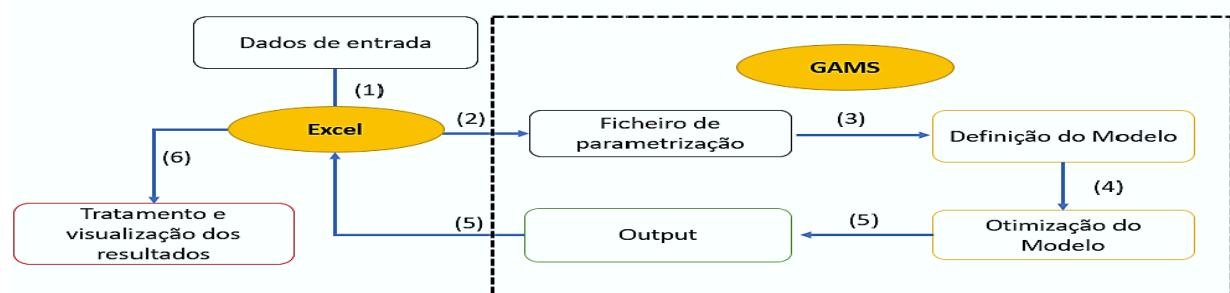


Figura 4.1 - Esquematização do processo de tratamento e modelação em ambiente VBA/GAMS. Adaptado de [50]

4.4 Formulação do modelo OPF - Trânsito de energia

4.4.1 Distinção entre SPF e OPF

A questão do transito de energia, na presente dissertação, é solucionada pela otimização de um modelo de OPF (*Optimal Power Flow*), que se diferencia do método clássico que usa modelos do tipo SPF (*Standard Power Flow*), pelo facto deste último usar um sistema determinado de equações enquanto o primeiro (OPF) usa um sistema indeterminado de equações com múltiplas soluções possíveis, o que permite selecionar dentre elas aquela em que os respetivos valores das grandezas em cada barramento otimizam (*i.e.* maximizam ou minimizam) o valor da função objetivo considerada. O OPF não necessita de uma classificação obrigatória dos barramentos como acontece no SPF.

Deve-se ao facto de, num problema OPF, o argumento da tensão no barramento de referência não necessita ser fixa podendo inclusive ser alvo de ajuste, sendo deste modo a imposição de uma tensão fixa num dos barramentos ser somente para evitar que haja degeneração das soluções e diminuir a dependência computacional no processo otimização [53].

Tradicionalmente, a análise do trânsito de energia é resolvida numa ótica clássica SPF (*Standard Power Flow*), onde os barramentos estão devidamente classificados de acordo com a Tabela 4.2 [44]:

Tabela 4.2 - Estrutura genérica do método clássico de trânsito de energia (SPF)

Tipo de barramento	Quantidades fixas	Quantidades variáveis	Significado físico
PV	Potencia ativa e Valor eficaz da tensão	Potencia reativa e argumento da tensão	Gerador
PQ	Potencia ativa e reativa	Magnitude e argumento da tensão	Cargas
Referência (slack bus)	Magnitude e argumento da tensão	Potencia ativa e reativa	Gerador definido de modo arbitrário

De modo geral, o modelo OPF pode ser caracterizado como um problema de otimização não-linear de grande dimensão assumindo ser representativa da perspetiva adotada (minimizar ou maximizar), expresso em termos matemáticos por uma função objetivo - $f(u,x)$, sujeito a condições de restrições - $g(u,x)$ e $h(u,x)$ [53], [54]:

- Variáveis;
- Restrições de igualdade;
- Função Objetivo (**minimização das perdas e do custo de produção de energia elétrica**);
- **Variáveis** – Componentes do sistema para a qual se procura conhecer os valores
 - **Variáveis de controlo (u)** – genericamente no modelo, correspondem à potência ativa gerada, modulo das tensões nos barramentos de geração, transformadores e escalões de baterias e condensadores;
 - **Variáveis de estado (x)** – são dependentes do ajuste das variáveis de controlo (u), correspondendo ao modulo e argumento das tensões nos barramentos de carga, potência ativa e reativa que fluem no sistema, potência reativa por grupo de geradores que controlam a tensão;

- **Função objetivo:** $f(u,x)$ – são escalares que representam a medida de desempenho do sistema, isto é, é aquilo que se pretende otimizar (e.g. minimização do custo de geração de energia, minimização das perdas de potência na rede de transmissão). Podem ser lineares ou não-lineares.
- **Condições de restrições** – incluem **restrições de igualdade:** $g(u,x)$, que representam as equações do trânsito de energia em corrente alternada AC e o sistema físico (e.g. potência transitada e balanço nos barramentos, relações físicas numa rede elétrica) e **restrições de desigualdade:** $h(u,x)$, que representam os limites físicos dos equipamentos bem como aspetos de operação da rede, atuando ao nível das variáveis de controlo (e.g. limitam a potência produzida pelos geradores, baterias de condensadores, reactâncias shunt e potências aparentes que transitam nas linhas).

Dependendo da função objetivo e das condições de restrições, o problema OPF pode ser classificado em linear, não-linear, inteiro misto linear ou inteiro misto não-linear entre outras, conforme a natureza das variáveis que incluem. Dado que não é inteiramente o objetivo desta dissertação abordar de forma particular e mais aprofundada as referidas classificações, que constam em [53].

4.5 Modelos de otimização

O modelo geral de otimização - ACOPF, considerado na presente dissertação, assim como todas as nomenclaturas assumidas para o desenvolvimento dos modelos de otimização foram devidamente desenvolvidos e validados em [11], para o sistema elétrico português, apresentando resultados que a ferramenta utilizado pela REN - Portugal (Rede Elétrica Nacional), sendo deste modo o principal âmbito desta dissertação verificar a aplicabilidade do mesmo no sistema elétrico da ilha de Santiago, considerando algumas modificações tais como: um SEE sem transformadores com comutação de tomada e a presença de uma carga adicional no SEE – central de dessalinização.

Partindo de um modelo matemático simplificado do transporte de energia – **Modelo Intermédio** [55], que se baseia no pressuposto da não existência da diferença de tensão entre os barramentos - $V(i)=V(j)=1$, contemplando apenas o fluxo de potência ativa e onde é feita a limitação da corrente que circula na linha de transmissão;

Os modelos matemáticos, apresentam valores por unidade (p.u.) na base do sistema, desenvolvidos em NPL (*Non-Linear Program*) de modo a obter uma simulação do comportamento do SEE com grande precisão.

De igual modo como definido em [11], que apresenta equações do trânsito de energia genéricas para os diferentes elementos de transmissão, segundo o sentido da corrente.

4.5.1 Modelo Geral do SEE

- **Equação de balanço**

Tendo em consideração que o princípio básico de operação de qualquer SEE é igualar em cada instante de tempo (t) a potência produzida, que neste caso é um sistema híbrido, à potência consumida, sendo que o fluxo de potência que ocorre entre barramentos (i,j), traduz a influência de outros componentes da rede elétrica como linhas, transformadores e banco de condensadores. A formulação matemática que traduz o balanço de potências ativas e reativas no SEE do caso de estudo é dada por:

$$\triangleright \sum_G P_g(i) - \sum_L P_{load}(i) - \sum_{j|connex(i,j)=1} P_{ij} - \sum_{j|connex(j,i)=1} P_{ij} = 0 \quad (4.1)$$

$$\triangleright \sum_G Q_g(i) - \sum_L Q_{load}(i) + \sum_C Q_{cond}(i) - \sum_{j|connex(i,j)=1} Q_{ij} - \sum_{j|connex(j,i)=1} Q_{ij} = 0 \quad (4.2)$$

No modelo matemático este balanço é instanciado para cada barramento.

4.5.2 Funções Objetivos

Uma vez que o objetivo principal passa por otimizar o SEE, isto é, reduzir as perdas na transmissão de energia e consequentemente o custo de produção, dando prioridade à geração renovável e assumindo que o sistema é gerido de modo a que se cumpra o requisito segundo a norma internacional para a qualidade de energia – **NP EN 50160:2010**, já abordado no capítulo 3.

- **Perdas no sistema de transmissão**

Pretende-se melhorar a eficiência da rede pela redução das perdas nos elementos de transmissão fazendo com que seja possível satisfazer o consumo sem aumentar os níveis de produção além do requisitado pela carga. Por conseguinte, as perdas de potência ativa no SEE podem ser expressas por:

$$\triangleright P_{loss} = \sum_{ij|connex(i,j)=1} [(V_i^2 + V_j^2) - 2V_i V_j \cos(\theta_i - \theta_j)] G_{ij} \quad (4.3)$$

De igual modo, tem-se a expressão para as perdas de potência reativa no SEE:

$$\triangleright Q_{loss} = \sum_{ij|connex(i,j)=1} [(V_i^2 + V_j^2)(B_{ij} + B_{tr}) - 2B_{ij} V_i V_j \cos(\theta_i - \theta_j)] G_{ij} \quad (4.4)$$

4.5.3 Minimização dos custos de geração

Os custos de geração elétrica, para esta dissertação foi determinado tendo em conta o tipo de tecnologia, isto é, estando perante um sistema híbrido de geração de energia, importa saber o custo inerente a cada fonte. Deste modo recorreu-se a um conjunto de expressões adaptadas de [49], já utilizadas em projetos na UAER.

- **Gerador diesel**

O custo inerente à geração diesel é dado por uma função linear, tal que:

$$\triangleright TLCC_{diesel} = P_{dgn} \times I_{dg} + \left(n_{dgh} \times \sum_{t=1}^T M_{dg} + \frac{\sum_{t=1}^T C_{dg} \times O_{dg}}{CRF} \right) \quad (4.5)$$

Em que: $CRF(\%) = \frac{d \times (1+d)^A}{(1+d)^A - 1}$ – Fator de recuperação de capital, considerando um período T=10 anos;

Onde,

I_{dg} – Custo capital dos equipamentos (€/kW); P_{dgn} – Potência total instalada do diesel (kW); n_{dgh} – Número de horas em funcionamento (h); M_{dg} – Custo de manutenção (€/h); C_{dg} – consumo de Diesel (L); O_{dg} – Custo de operação (€/L)

- **Energia eólica**

O custo de energia derivado da geração eólica é expresso segundo:

$$\triangleright TLCC_{WT} = \sum_{t=1}^T \left[n_{wt} \times P_{wt} \times I_{wt} + \left(1 + \left(\frac{O\&M_{WT}}{CRF} \right) \right) \right] \quad (4.6)$$

Onde, P_{wt} – Potência instalada (kW); n_{wt} – Número de turbinas eólicas instaladas; I_{wt} – Custo capital dos equipamentos (€/kW); $O\&M_{WT}$ – Custos de operação e manutenção do parque eólico (3% do Investimento Inicial);

- **Energia solar fotovoltaica**

O custo de geração fotovoltaica é representado pela equação:

$$\triangleright TLCC_{PV} = \sum_{t=1}^T \left[n_{pv} \times PMP_{ref} \times I_{pv} + \left(1 + \left(\frac{O\&M_{PV}}{CRF} \right) \right) \right] \quad (4.7)$$

Onde, PMP_{REF} – Ponto de máxima potência (kW); n_{pv} – Número de painéis instalados; I_{pv} – Custo capital de equipamento (€/kW); $O\&M_{PV}$ – Custos de operação e manutenção do parque PV (1% do Investimento Inicial);

- **Custo de geração de energia – Sistema híbrido**

Uma vez que estamos perante um SEE com sistema híbrido de geração de energia, o custo total de produção de energia elétrica, segundo este método, é dado pela seguinte expressão:

$$\triangleright TLCC_{SEE} = TLCC_{diesel} + TLCC_{WT} + TLCC_{PV} \quad (4.8)$$

Onde, $TLCC_{SEE}$ – Custo de geração de energia elétrica pelo sistema híbrido (€);

- **Levelized Cost of Energy (LCOE) – Método UAER**

Para determinar o custo de produção do sistema híbrido por unidade de energia, recorreu-se à metodologia que permite comparar o custo em diferentes períodos e entre diferentes sistemas – LCOE. De acordo com o método adotado em [49] (daqui em diante nesta dissertação mencionado como método UAER), o LCOE é calculado segundo:

$$\triangleright LCOE = \frac{TLCC_{SEE}}{E_{load}} \times CRF \quad (4.9)$$

Onde, $LCOE$ - Levelized Cost of Energy (€/kWh); E_{load} – Procura anual média de energia (kWh);

- **Levelized Cost of Energy (LCOE) – Método simples**

Analogamente para estimar o custo de produção de um determinado SEE composta por diferentes tecnologias de geração de eletricidade, é utilizado a métrica do LCOE simples, de acordo com a expressão [56]:

$$\triangleright LCOE_{simples} = \frac{\sum_{n=1}^t \frac{I_o + O\&M_{cost} + Fuel_{cost}}{(1+d)^t}}{\sum_{n=1}^t \frac{E_{produzida}}{(1+d)^t}} \quad (4.10)$$

Onde, I_o – custo de investimento inicial (€); $O\&M_{cost}$ – custo de operação e manutenção (€); $Fuel_{cost}$ – custos de combustíveis; $(1+d)^t$ – termo da capitalização do investimento (%); $E_{produzida}$ – energia média anual produzida pelas tecnologias (kWh);

5. Cenarização do caso de estudo

5.1 Definição de cenários operacionais

5.1.1 Princípios gerais

De acordo com os modelos utilizados na análise do trânsito de energia da rede elétrica, anteriormente retratados no capítulo 4 secção 4.5, para horizonte temporal de 1 ano, foram desenvolvidos dois cenários operacionais (Base e 2020), com as seguintes considerações:

- **Cenário Base (Cenário A)** – consiste na atual configuração do SEE da ilha de Santiago, tal como apresentado no capítulo 3 secção 3.1;
- **Cenário 2020 (Cenário B)** – baseando nas propostas de ampliação e modernização do SEE de modo a acompanhar a evolução da procura, que constam em [8], apresenta uma série de medidas a implementar tendo em vista o horizonte 2020, tais como:
 - ❖ Aumento da penetração de energias provenientes de fontes renováveis em 50%, em relação ao cenário atual;
 - ❖ Aumento da TCMA em 6,1% da procura de energia, com relação ao cenário atual;
 - ❖ Aumento da TCMA em cerca de 8,2% da capacidade de dessalinização, face ao cenário atual;

5.1.2 Caso de estudo

Uma vez feita a análise da rede elétrica de energia (sistema de transmissão) e sua capacidade de resiliência face à crescente integração de fontes renováveis de energia variáveis no tempo, como um dos objetivos preconizados nesta dissertação.

Analogamente importa agora analisar os efeitos da introdução de uma central de dessalinização como forma de minimizar a necessidade de “*curtailment*” da eólica e por outro lado, na disponibilidade hídrica da ilha – balanço hidrológico, uma vez que essa água potável proveniente da dessalinização que em excesso (superando a capacidade do consumo humano), funcionará não só como forma indireta de armazenar energia como por sua vez terá bastante utilidade no fomento da agricultura hidropónica, identificado nesta dissertação como alternativa válida por forma a debelar a grave crise hidrológica que a ilha e todo o arquipélago enfrenta atualmente.

Para tal, essa análise contempla os mesmos pressupostos para o Cenário A e Cenário B, porém com um horizonte temporal de análise menor, considerando semanas típicas representativas do consumo da ilha de acordo com as seguintes assunções, baseadas em dados de operação da concessionária Electra, SARL:

- **Semana típica de Fevereiro (época baixa de consumo):** por ser o mês que apresenta a Ponta Mínima histórica de carga registada no SEE, assume-se como o mês de menor consumo;
- **Semana típica de Agosto (época alta de consumo):** por outro lado, sendo o mês em que se registou a Ponta Máxima histórica de carga no SEE, assume-se como o mês de maior consumo;

Ainda será efetuada uma análise económica apurando os custos de energia, tendo em conta os preços praticados no cenário internacional segundo [57]–[60], com o atual sistema com base no cálculo do LCOE simples, de modo a estabelecer paralelo com modelo de LCOE adotado segundo projetos já realizados na UAER [49], apresentado na metodologia desta dissertação (capítulo 4 - secção 4.5.3).

5.2 Diagrama de carga horária da ilha

Uma vez que para se efetuar uma análise rigorosa do trânsito de potência no SEE é necessário dispor de dados horários tanto da produção como do consumo de energia ocorrido no SEE.

Para tal, e por falta de dados com este intervalo de tempo requerido, foi necessário recorrer a uma metodologia que teve por base o fator de PIB normalizado, em que tomando por referência o consumo da ilha da Madeira, considerando o espectro socioeconómico entre as duas ilhas, isto é, comparando tanto a população como o nível e modo de vida em ambas as ilhas por meio de dados oficiais disponibilizados em [61]–[63], foi possível determinar o consumo horário para ilha de Santiago através da expressão:

$$\triangleright \text{Consumo}_{\text{Santiago}} = \text{Consumo}_{\text{Madeira}} \times \frac{\text{PIB}_{\text{Santiago}}}{\text{PIB}_{\text{Madeira}}} \quad (5.1)$$

Para efeitos de calibração dos dados de consumo obtidos, pela aproximação do fator de PIB normalizado, foi necessário ajustar os consumos históricos de ponta máxima e mínima registados na ilha de Santiago [64].

• Produção de energia SEE

Relativamente à produção de energia, para o subsistema eólico foram considerados os dados representativos da série de velocidade do vento num período de 10 anos da estação meteorológica da ilha e a regressão polinomial (com polinómio de grau 12, em ambiente *Matlab*[®]) da curva de potência da turbina instalada no parque eólico de São Filipe – VESTAS V52/850 kW para altura do rotor de 80 metros (representados na figura 3.8 – subsecção 3.3.1), de modo a obter uma métrica de cálculo de potência produzida pelo parque [65].

Quanto ao subsistema PV, por meio de dados da radiação solar incidente na ilha com todas as componentes (global, direta e difusa) para o plano ótimo [66], (representados na figura 3.9 – subsecção 3.3.2), segundo a métrica de cálculo já utilizada em projetos desenvolvidos na UAER [49].

Para obtenção da produção de energia através do sistema híbrido num intervalo de tempo horário, teve-se em consideração o princípio básico de funcionamento de qualquer SEE – igualar a produção ao consumo mais perdas em cada instante de tempo.

Uma vez que só se dispunha de dados mensais de produção de energia pelo subsistema diesel [64], correspondente a um ano típico de operação (2016), foi necessário considerar o fator de variação horária da carga (F_{var_load}), obtido pela expressão 5.2, e aplicar esse fator aos dados mensais de produção do subsistema diesel por forma a obter dados de produção aproximados num intervalo temporal horário.

$$\triangleright F_{var_load} = \frac{\text{Consumo}_{\text{Santiago}}}{\text{Ponta Máxima}} \quad (5.2)$$

Por último, mantendo sempre uma base mínima de operação do subsistema diesel, tal como enunciado no (capítulo 3 – secção 3.2), procedeu-se à regularização das cargas de modo a garantir o normal funcionamento do SEE sobretudo nas horas de ponta do consumo. Por conseguinte aplicou-se a regulação pela ponta máxima diesel, representado esquematicamente:

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Se } \text{Produção} > \text{Consumo} \\ \text{Produção}_{\text{SEE}} = \text{Produção}_{\text{Diesel}} + \text{Produção}_{\text{eólica}} + \text{Produção}_{\text{PV}} \end{array} \middle| \begin{array}{l} \text{Se } \text{Produção} < \text{Consumo} \\ \text{Produção}_{\text{SEE}} = \text{Produção}_{\text{Diesel_máximo}} \end{array} \right\} \quad (5.3)$$

5.3 Dessalinização

Tendo por base os dados disponibilizados pela Electra, SARL [64], de onde constam a potência média mensal de energia consumida na ilha, a quantidade de água produzida mensalmente pela central de dessalinização existente na ilha, que é composta por 3 grupos de turbinas com capacidade nominal instalada de 715.43 kWp cada e com capacidade de produção individual de 5000 m³/dia de água potável. Também dispondo dos respetivos consumos de eletricidade mensal por parte da central de dessalinização, foi possível determinar a energia específica ($E[kWh/m^3]$) inerente a cada mês de produção, de acordo com [67] $E(\frac{kWh}{m^3}) = \frac{\text{Consumo_energia_Dessalinizadora}}{\text{Produção_água_Dessalinizadora}}$:

$$\text{➤} \quad (5.4)$$

Partindo da energia específica e da quantidade de água produzida em cada mês e assumindo a totalidade das horas em função dos dias de cada mês do ano, foi possível obter a potência média requerida pela unidade de dessalinização em função da produção mensal.

De referir que esse mesmo método já foi aplicado em caso de estudo prático em ilhas gregas [67], onde se assume que a variação da potência solicitada pela central de dessalinização é a mesma que a variação da carga do SEE, aplicando o fator de variação horária da carga (F_{var_load}) para se obter a distribuição horária da potência de dessalinização pela expressão:

$$\text{➤} \quad \text{Potência}_{dessal}[kW] = \text{Potência}_{média_mensal} \times F_{var_load} \quad (5.5)$$

Finalmente para obter a parcela do consumo diário de água potável, proveniente da dessalinização, teve-se por base métricas adotadas em estudos e projetos já concretizados no domínio, nomeadamente para as ilhas do sul do mar Egeu [38], [67].

Para tal, considerou-se as seguintes variáveis [38]:

- $F_{var_load} = (a)$;
- Valor médio do fator de variação horária da carga: $F_{var_load_médio} = (b)$;
- Produção média mensal: $\text{Produção}_{média_mensal} \left[\frac{m^3}{h} \right] = (c)$;

$$\text{➤} \quad \text{Consumo}_{água-dessalinizada} \left[\frac{m^3}{h} \right] = \frac{(a) \times (c)}{(b)} \quad (5.6)$$

Analogamente ao estabelecido pela equação de balanço de potências em cada instante de tempo (t) entre os barramentos (i,j), utilizou-se para o modelo de dessalinização, o seguinte balanço de potências:

$$\text{➤} \quad \sum_G P_g(i) - \sum_L P_{load}(i) - \sum_K P_{dessal}(i, t) - \sum_{j|connex(i,j)=1} P_{ij} - \sum_{j|connex(j,i)=1} P_{ji} = 0 \quad (5.7)$$

Para determinar o volume de água obtido em cada instante de tempo (t), através dos caudais máximos estabelecidos para cada unidade de dessalinização, nas semanas típicas de consumo e respetivos cenários operacionais. De referir ainda que os termos (m e k) representam a central de dessalinização e a unidade dessalinizadora em questão, respetivamente:

$$\triangleright \text{Volume}(t) = \text{Volume}(t - 1) + \sum_k Q_{max}(m, k) \times \Delta t \quad (5.8)$$

De modo a verificar a percentagem de energia potencial renovável não aproveitada como forma de energia útil no SEE, foi necessário calcular um parâmetro o qual se denominou fator ou razão de *curtailment* do sistema, tal que:

$$\triangleright F_{curt} = \frac{\sum_t Pg_{Renovável}(t)}{Spotencial_{renovável}} \quad (5.9)$$

Uma vez que a capacidade de produção de água pelo processo de dessalinização é insuficiente para a atender o nível da procura de água registada na ilha [16], foi necessário estimar em que medida deve ser aumentada a capacidade instalada de modo a suprir o consumo de água

$$\triangleright n_{dessal} = \frac{\sum_t Volume_{Consumido}(t)}{\sum_t Volume_{Produzido}(t)} \quad (5.10)$$

Sendo um dos objetivos preconizados na presente dissertação, a introdução de uma central de dessalinização como forma de minimizar a necessidade de “*curtailment*” das centrais renováveis, em especial a central eólica, e por outro lado como forma indireta de armazenar energia, pela produção de água potável.

Uma vez efetuada a retificação da capacidade instalada da central de dessalinização face à procura de água e o reaproveitamento da percentagem de *curtailment* no processo de dessalinização, determinou-se a capacidade de armazenamento de água potável mediante as condições referidas:

$$\triangleright Armazenamento = n_{dessal} \times \sum_t Volume_{Produzido} \times [1 + (1 - F_{curt})] - \sum_t Volume_{Consumido} \quad (5.11)$$

De referir ainda que as equações 5.8 a 5.11, foram determinadas segundo os cenários operacionais consideradas anteriormente no presente capítulo (subcapítulo 5.1 – secção 5.1.1) e de acordo com os dados obtidos para as respetivas semanas típicas de consumo em análise.

6. Apresentação e Discussão de Resultados

6.1 Trânsito de energia OPF

Os resultados obtidos pela análise do trânsito de energia OPF para a rede elétrica da ilha de Santiago, efetuada recorrendo a modelos de otimização com finalidade de minimizar das perdas de energia no sistema de transmissão, tendo em conta dois cenários de operação distintos, é apresentada neste capítulo.

6.1.1 Modelo Intermédio

Na Figura 6.1, é apresentada as variações nos perfis de fase de tensão da rede relativamente aos dois cenários de operação em estudo (cenário A e B), que conduzem à minimização das perdas de potência ativa de acordo com as especificações do presente modelo.

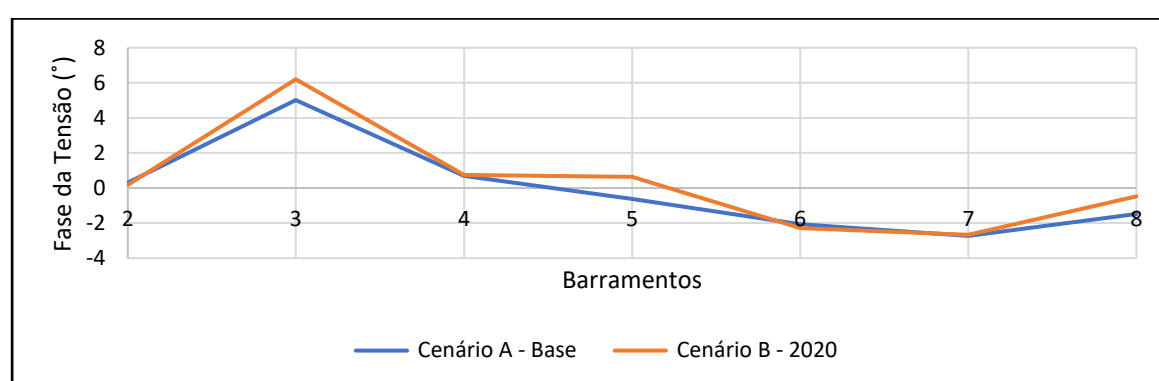


Figura 6.1 - Variações nos perfis de fase de tensão entre barramentos nos cenários A e B pelo modelo intermédio

Uma vez que se estabeleceu como barramento de referência, o barramento 1 com fase igual a zero, o valor máximo da fase de tensão registada para o cenário A foi de 5.02 graus enquanto para o cenário B esse valor máximo situou-se nos 6.20 graus, ambas para o barramento 3. Já os valores mínimos da fase registada em ambos os cenários se situaram no barramento 2, sendo 0.31 graus e 0.18 graus para os cenários A e B respetivamente.

Relativamente ao perfil de geração de potência ativa obtida pelo modelo, apresenta-se na Tabela 6.1, os valores de geração inerentes a cada cenário de operação.

Tabela 6.1 - Perfil de geração de potência ativa obtida para os cenários A e B, modelo intermédio

Barramento	Gerador	Cenário A	Cenário B
		P _G (MW)	P _G (MW)
1	CAT12	11.16	11.16
	CAT34	14.86	14.86
2	WARTZ56	18.74	19.50
3	WARTZ78	18.75	19.24
4	Backup/PV	9.16	11.28
5	Parque Eólico	9.65	14.48
Total		82.32	90.52

Pode-se verificar uma diferença na ordem dos 8.2 MW da potência gerada pelas renováveis, correspondendo a um aumento de 10% de produção no cenário B em relação ao cenário A, o que traduz diretamente a maior da penetração de renovável no SEE. Relativamente ao aumento substancial da geração termoelétrica (**WARTZ_56**, **WARTZ_78**) prende-se com a maior necessidade de estabilidade e regulação da rede derivado desse aumento da geração variável no tempo introduzida pelas tecnologias renováveis.

6.1.2 Modelo Geral (ACOPF)

Contrariamente aos pressupostos do modelo anterior, o presente modelo apresenta para além da diferença de fase de tensão, diferentes valores eficazes de tensão entre os barramentos que compõem a rede elétrica, apresentadas na Figura 6.2 e Figura 6.3 para os cenários de operação considerados no caso de estudo, sendo elementos importantes a considerar no processo de minimização das perdas de potência ativa e reativa no sistema de transmissão da rede, de acordo com pressupostos do atual modelo.

Verifica-se que há uma variação máxima de 5% no valor eficaz de tensão em relação ao valor de referência estabelecido (1 p.u.), sendo esse máximo registado nos barramentos 2,3 e 4 em ambos os cenários de operação. Também a variação mínima de tensão, tendo em conta o valor de referência, ocorre precisamente no barramento 8 em ambos os cenários. Contudo constata-se no barramento 5, uma diferença aproximada na ordem de 1% do valor eficaz de tensão do cenário A para o cenário B.

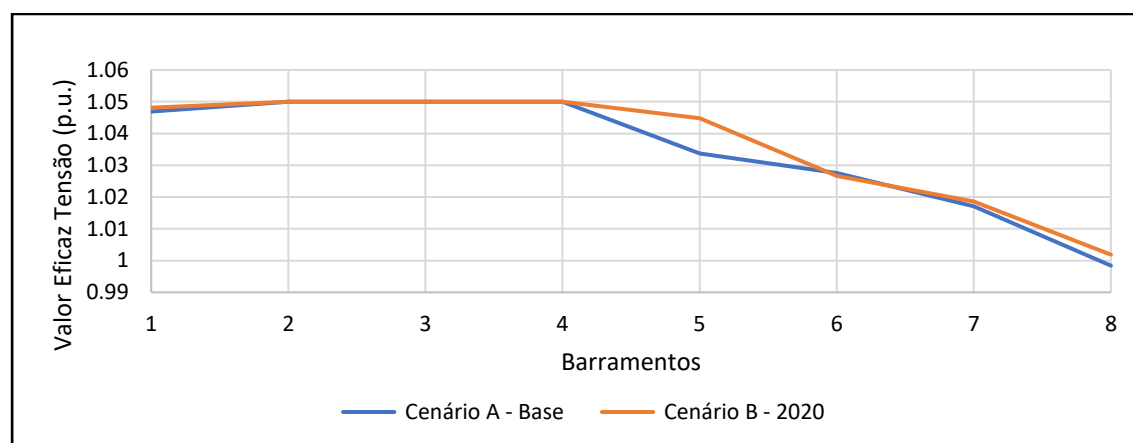


Figura 6.2 - Variações nos perfis do Valor Eficaz de tensão entre barramentos nos cenários A e B, pelo modelo ACOPF

De igual modo na análise do perfil da fase de tensão, estabeleceu-se para o modelo ACOPF, o barramento 1 como tendo fase igual a zero, verificando-se em relação a este uma variação máxima na ordem dos 2.75 graus e 3.21 graus para o barramento 3 em ambos os cenários de operação A e B respetivamente. Quanto à variação mínima de fase de tensão ocorrida para o barramento 2 em ambos os cenários operacionais A e B com valores de 0.15 graus e 0.04 graus respetivos.

Avaliação dinâmica da rede elétrica e qualidade de energia em sistemas isolados: O caso de estudo da ilha de Santiago – Cabo Verde

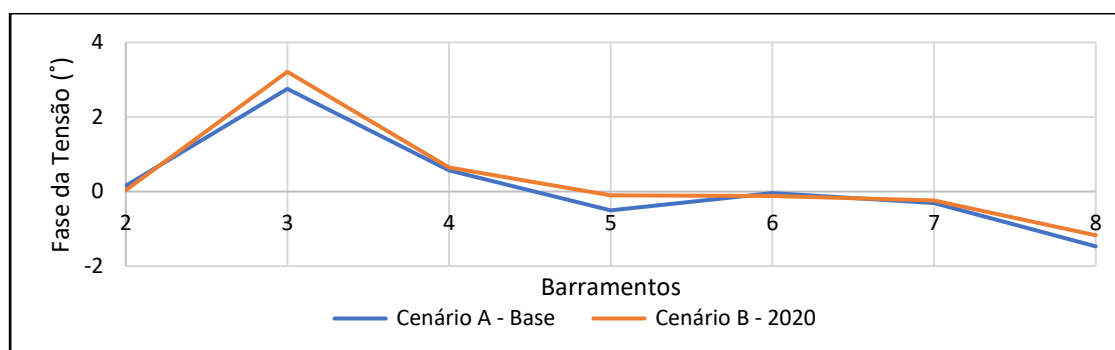


Figura 6.3 - Variações nos perfis de fase de tensão entre barramentos nos cenários A e B, pelo modelo intermédio

Como referido anteriormente, o presente cenário contempla perfis de geração de potência ativa e reativa, tendo-se obtidos resultados, representados na Tabela 6.2 e Tabela 6.3, decorrentes do processo de otimização OPF – minimizar as perdas de potência ativa e reativa no sistema de transmissão da rede elétrica da ilha.

Tabela 6.2 - Perfil de geração de potência ativa nos cenários A e B, segundo modelo ACOPF

Barramento	Gerador	Cenário A	Cenário B
		P_G (MW)	P_G (MW)
1	CAT12	11.16	11.16
	CAT34	14.86	14.86
2	WARTZ56	19.10	19.50
3	WARTZ78	15.73	16.07
4	Backup/PV	9.16	11.28
5	Parque Eólico	9.65	14.48
Total		79.66	87.35

Analisando a geração da potência ativa em ambos os cenários, constata-se uma diferença na ordem dos 7.7 MW, correspondendo a um aumento de 9% na geração de potência ativa no cenário B em relação ao cenário A, diretamente a maior da penetração de renovável no SEE. Analogamente ao modelo anterior, o aumento substancial na geração termoeletrica (**WARTZ_56**, **WARTZ_78**) deve-se às necessidades de estabilização da rede já referidas.

Tabela 6.3 - Perfil de geração de potência reativa nos cenários A e B, pelo modelo ACOPF

Barramento	Gerador	Cenário A	Cenário B
		Q_G (MVar)	Q_G (MVar)
1	CAT12	8.37	8.33
	CAT34	7.63	9.36
2	WARTZ56	7.58	8.43
3	WARTZ78	4.63	3.89
4	Backup/PV	0.61	0.35
5	Parque Eólico	5.51	10.86
Total		34.33	41.22

No que diz respeito à geração da potência reativa nos cenários operacionais em estudo, verifica-se uma diferença na ordem dos 6.9 MVar, correspondendo a um aumento de 8.3% na geração de reativa no cenário B face ao cenário A, devido sobretudo à expansão da geração renovável de origem eólica no SEE.

Por forma a equilibrar o sistema no que diz respeito à geração e consumo de reativa teve-se de recorrer a banco de condensadores, devidamente dimensionados segundo Tabela 6.4:

Tabela 6.4 - Dimensionamento do banco de condensadores para balanço de potência reativa na rede

	Cenário A	Cenário B
Barramento	Q_{cond} (MVar)	Q_{cond} (MVar)
5	4.18	0.47

- **Otimização da Função Objetivo**

Dado que a finalidade principal da análise do trânsito de energia OPF passa por minimizar as perdas de potência (componente ativa - pela aplicação do modelo intermédio e componente ativa e reativa – pela aplicação do modelo geral (ACOPF)) no sistema de transmissão da rede elétrica da ilha, apresenta-se de seguida os resultados obtidos:

Tabela 6.5 – Comparação de resultados obtidos no processo de otimização das perdas de potência ativa na rede para modelos e cenários distintos

	Cenário A	Cenário B
Modelo (OPF)	P_{loss} (MW)	P_{loss} (MW)
Intermédio	4.49	5.22
Geral (ACOPF)	1.84	2.05

Tabela 6.6 - Resultado da otimização das perdas de potência reativa na ótica ACOPF para os dois cenários

	Cenário A	Cenário B
Modelo (OPF)	Q_{loss} (MVar)	Q_{loss} (MVar)
Geral (ACOPF)	1.3	1.5

Nesta dissertação os resultados a serem apresentados para analisar os efeitos da introdução de uma central de dessalinização e análise económica, derivam da aplicação do processo de otimização na ótica OPF usando o **modelo geral (ACOPF)** [11], pois este representa da melhor forma o comportamento do SEE, uma vez que tem em consideração o fluxo de potência ativa e reativa, as diferenças de tensão e fase entre os barramentos com aproximação a variáveis contínuas, dos equipamentos regulados.

6.2 Dessalinização

Na análise dos efeitos da introdução de uma central de dessalinização como forma de minimizar a necessidade de “*curtailment*” das centrais renováveis (em especial eólica) e da disponibilidade do recurso hídrico na ilha, mediante os cenários operacionais do caso de estudo, teve-se em consideração os pressupostos enunciados no (capítulo 5 secção 5.3), sendo apresentado na presente secção os resultados obtidos.

6.2.1 Semana fevereiro

- **Diagrama de carga horária por dia da semana**

É apresentado de seguida, o perfil do diagrama de carga horária da ilha na semana típica de consumo em análise, cuja produção contempla o sistema híbrido de produção elétrica (Eólica, PV e Diesel), com a devida regulação do SEE quando o consumo excede a capacidade de geração num dado instante.

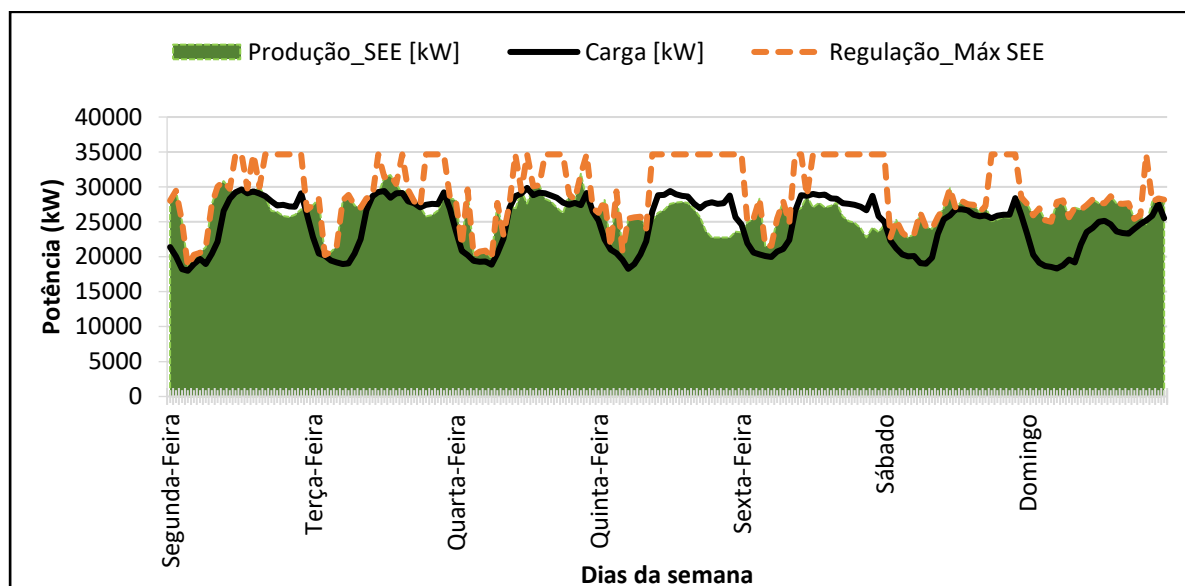


Figura 6.4 - Diagrama de carga horária representativa da semana típica de consumo fevereiro

- **Modelo Dessalinização – Semana de fevereiro**

Passando a analisar a semana de fevereiro, onde se considera um caudal máximo para cada unidade dessalinizadora, de 6.88 m³/h – cenário A e de 7.45 m³/h – cenário B, obteve-se segundo a equação 5.8, os respetivos volumes de água produzidos

Através da (expressão 5.9), tendo em conta um potencial renovável de 18.8 MW e 24.6 MW para os cenários A e B respetivamente, pôde-se determinar o fator ou razão de *curtailment*.

Utilizando a (expressão 5.10), verificou-se para ambos os cenários operacionais, em que medida seria necessário aumentar a capacidade instalada da central de dessalinização de modo a que fosse capaz de suprir o consumo de água na ilha.

Finalmente procedeu-se à análise do balanço hídrico da ilha, considerando um sistema de armazenamento de água dessalinizada, que por sua vez irá cobrir os défices existentes de abastecimento nas horas de ponta de consumo e caso haja excesso terá outras utilidades como discutida no objetivo da presente dissertação.

Apresenta-se de seguida, um quadro referente aos parâmetros analisados através do modelo dessalinização.

Tabela 6.7 - Comparação dos volumes totais produzidos na semana de fevereiro, do modelo dessalinização

Fevereiro	Volume de água sem uso do modelo[m³]	Volume de água aplicando o modelo [m³]
Cenário A	10 616	14 400
Cenário B	11 487	16 100

Tabela 6.8 - Parâmetros referentes à semana de Fevereiro, analisados com o modelo dessalinização

Fevereiro	Curtailment [%]	Unidades de dessalinização a instalar [%]	Armazenamento [m³]
Cenário A	4	36	590
Cenário B	12	40	1 934

• Produção horária de água em função do recurso renovável

Considerando para a semana de Fevereiro, os seguintes limites de funcionamento da central de dessalinização para cada cenário operacional, apresentados na Tabela 6.9.

Tabela 6.9 - Limite de potência operacional da central de dessalinização semana de típica de consumo (Fevereiro) para os dois cenários

Cenário A		Cenário B	
P _{dess_min} (kW)	P _{dess_máx} (kW)	P _{dess_min} (kW)	P _{dess_máx} (kW)
1178.9	1956.4	1275.6	2116.8

Tendo em conta os valores apresentados na Tabela 6.9, efetuou-se a análise relativamente à produção da água dessalinizada em função da disponibilidade dos recursos renováveis (Eólica e PV) na ilha.

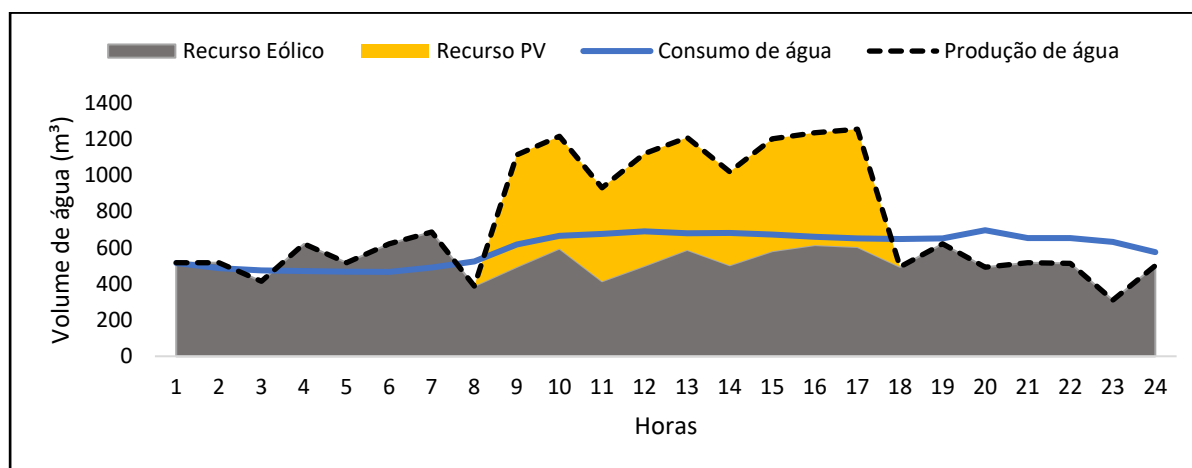


Figura 6.5 – Produção vs Consumo de água dessalinizada em função do recurso renovável, fevereiro: cenário A (Base)

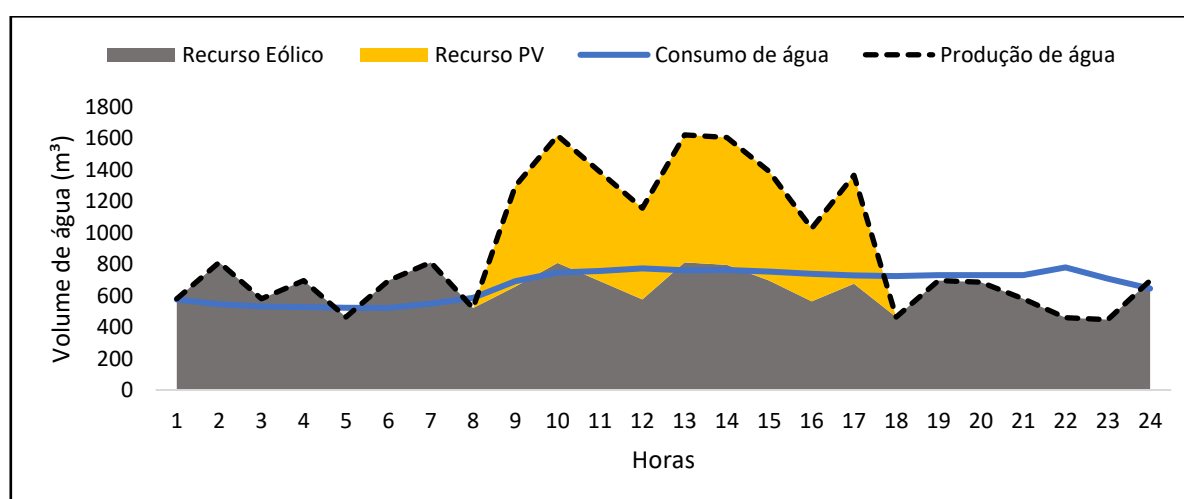


Figura 6.6 – Produção vs Consumo de água dessalinizada em função do recurso renovável, fevereiro: cenário B (2020)

6.2.2 Semana agosto

• Diagrama de Carga horária por dia da semana

É apresentado de seguida, o perfil do diagrama de carga horária da ilha na semana típica de consumo em análise, cuja produção contempla o sistema híbrido de produção elétrica (Eólica, PV e Diesel), com a devida regulação do SEE quando o consumo excede a capacidade de geração num dado instante.

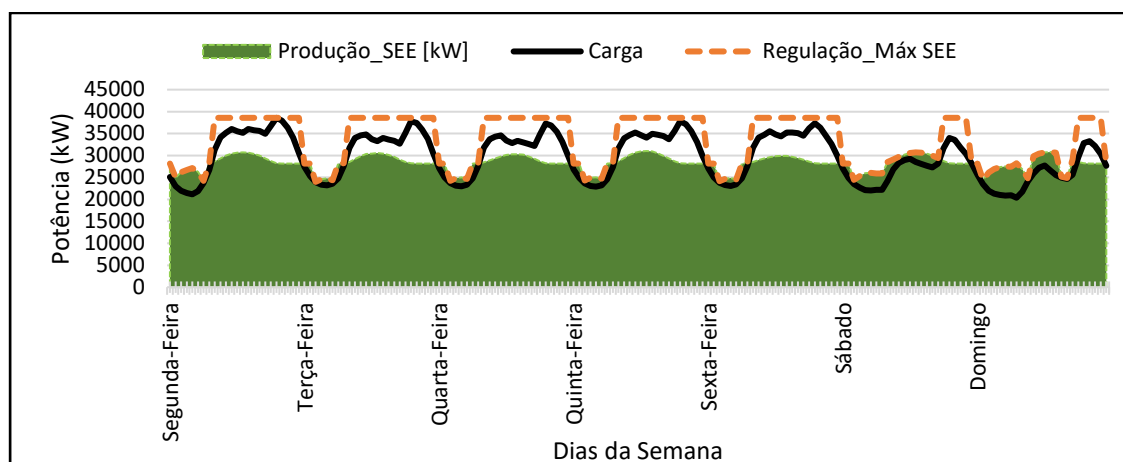


Figura 6.7 - Diagrama de carga horária representativa da semana típica de consumo agosto

• Modelo Dessalinização – Semana de agosto

Analisando a semana de agosto, onde cada unidade dessalinizadora, possui um caudal máximo de cerca de 6.40 m³/h para o cenário A e de 7 m³/h para o cenário B.

Analogamente à semana de fevereiro, considerando um potencial renovável de 18.8 MW e 24.6 MW para os cenários A e B, e utilizando as (expressões 5.8 a 5.11) referente aos parâmetros analisados através do modelo dessalinização, foi possível obter os resultados apresentados na tabela que se segue:

Tabela 6.10 - Comparação dos volumes totais produzidos na semana de agosto, antes e depois da retificação da potência instalada da central

Agosto	Volume de água fora do modelo[m ³]	Volume de água aplicando o modelo [m ³]
Cenário A	9 876	12 317
Cenário B	10 686	13 327

Tabela 6.11 - Parâmetros referentes à semana de Agosto, analisados com o modelo dessalinização

Agosto	Curtailment [%]	Unidades de dessalinização a instalar [%]	Armazenamento [m³]
Cenário A	30	25	3 772
Cenário B	27	25	3 586

• **Produção horária de água em função do recurso renovável**

Desta feita, para a semana de Agosto, consideram-se os seguintes limites de funcionamento da central de dessalinização para cada cenário operacional adotado no caso de estudo, segundo a Tabela 6.12.

Tabela 6.12 - Limite de potência operacional da central de dessalinização semana de típica de consumo (agosto) para os dois cenários

Cenário A		Cenário B	
P_{dess_min} (kW)	P_{dess_máx} (kW)	P_{dess_min} (kW)	P_{dess_máx} (kW)
1106.2	2094.9	1196.9	2266.8

Tendo em conta os valores apresentados na Tabela 6.12, efetuou-se a análise relativamente à produção da água pela central de dessalinização de acordo com a disponibilidade dos recursos renováveis na ilha.

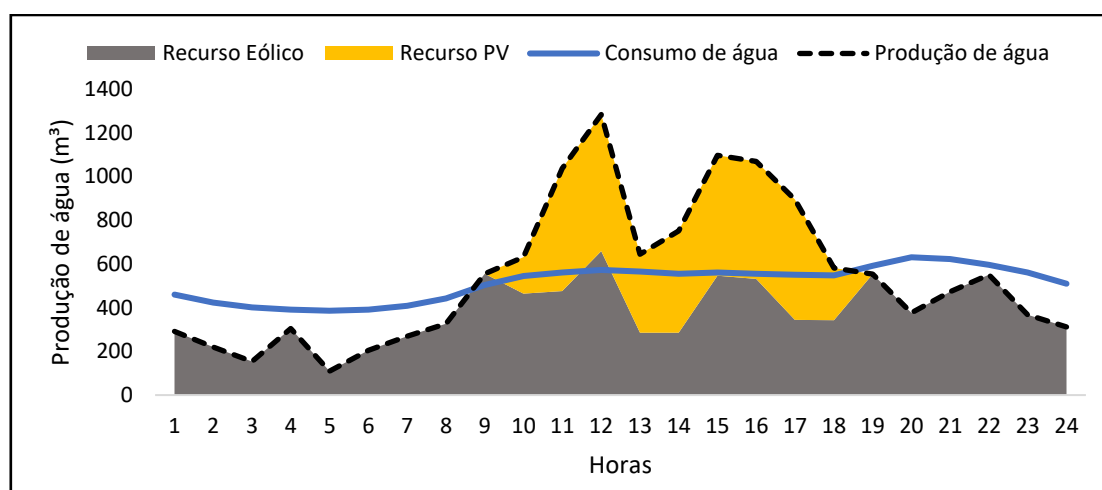


Figura 6.8 – Produção vs Consumo de água dessalinizada em função do recurso renovável, agosto: cenário A (Base)

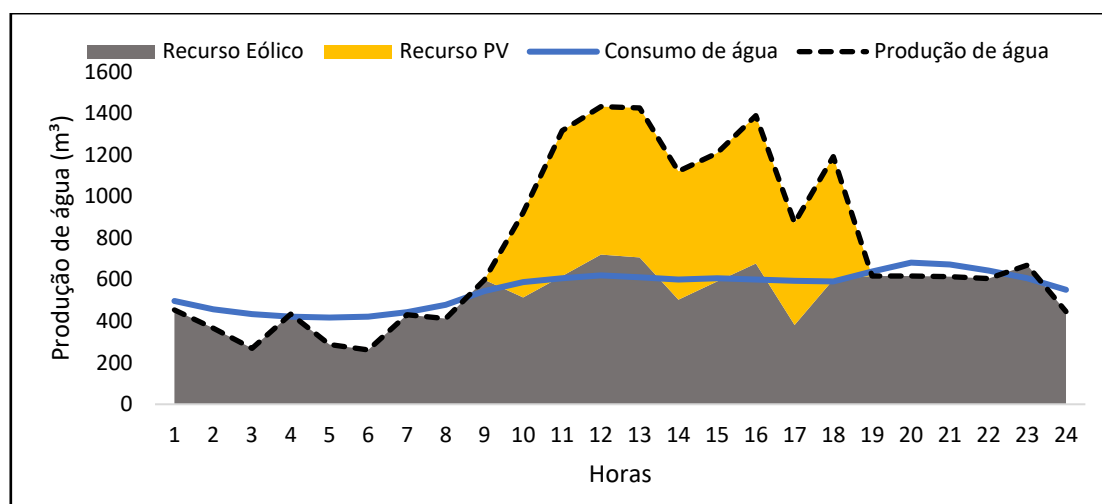


Figura 6.9 – Produção vs Consumo de água dessalinizada em função do recurso renovável, agosto: cenário B (2020)

Por fim, é apresentado um quadro resumo Tabela 6.13, com as horas totais de produção de água dessalinizada através de fontes renováveis, sem recorrer a sistemas de armazenamento, e o número de horas em que há necessidade de apoio do sistema diesel para produção, mediante as condições de operação impostas para cada um dos cenários estudados:

Tabela 6.13 - Comparação da produtividade diária entre as semanas típicas de consumo para ambos os cenários

Semanas Típicas de Consumo	Cenário A		Cenário B	
	Dessalinização Fonte renovável (PV+Eólica) (h)	Dessalinização Apoio Diesel (h)	Dessalinização Fonte renovável (PV+Eólica) (h)	Dessalinização Renovável+Diesel (h)
Semana Fevereiro	15	9	16	8
Semana Agosto	10	14	12	12

Na semana típica de consumo de Fevereiro, atendendo às diferentes necessidades de consumo de água na ilha, representados na Figura 6.5 e Figura 6.6 respetivamente, e capacidade de produção das centrais de dessalinização em função da potência proveniente apenas das centrais renováveis (Eólica e PV), verificou-se para o cenário A, que é possível suprir o consumo durante 15 horas, sendo necessário recorrer ao subsistema diesel para fornecer apoio nas restantes 9 horas diárias de défice que existe. Quanto ao cenário B, registou-se 16 horas diárias de autossuficiência pelo fornecimento de energia apenas do subsistema renovável (Eólica e PV) e um défice nas restantes 8 horas, sendo necessário recorrer ao apoio Diesel.

Para a semana típica de consumo de Agosto, considerando o cenário A - Figura 6.8, verificou-se que a produção de água pela central de dessalinização, em função da disponibilidade dos recursos renováveis, terá capacidade de suprir o consumo em até 10 horas diárias, enquanto que para o cenário B - Figura 6.9, esse consumo diário de água é suprido em até 12 horas por dia, sendo somente necessário recorrer ao sistema Diesel para compensação por cerca de 12 horas diárias contrastando com as 14 horas diárias de compensação requerido pelo cenário A.

6.3 Análise Económica

Aplicando as expressões 4.5 a 4.9, referido no (capítulo 4 – subsecção 4.5.3), para a minimização dos custos de energia gerada com base em cada uma das tecnologias que compõe o SEE, apresenta-se no presente capítulo os resultados obtidos.

Considerando para o caso de estudo, uma taxa de amortização do investimento inicial de 7.5% para um horizonte temporal de 10 anos, o custo total do ciclo de vida (*TLCC*, sigla inglês) de cada tecnologia e do sistema híbrido obtido, permitindo assim estimar o custo de produção de energia (*LCOE*, sigla inglês) do atual SEE da ilha de Santiago, de acordo com:

Tabela 6.14 - Resumo do cálculo de LCOE para as diferentes tecnologias de produção do SEE, segundo método UAER

Custo do ciclo de vida Tecnologia (M€)		Produção média anual (GWh)	CRF (%)	LCOE (€/kWh) - Método UAER
TLCC_WT	250.92	39.75	14.5	0.09
TLCC_PV	80.15	7.04		0.17
TLCC_DG	3 335.81	150.37		0.32
Total_SEE	3 666.87	197.16		0.27

De modo a possuir uma métrica comparativa ao método UAER aplicado, recorrendo ao **método simples** do cálculo do LCOE, usando as expressões 4.10 e 4.11 referidas no capítulo 4 – subsecção 4.5.3, para uma taxa (*discount rate* – *d*) de 5% num período de 10 anos, com base nos pressupostos anteriormente assumidos e nos custos de investimentos atuais praticados, permitiu apurar o custo de produção de energia do atual SEE, apresentados na tabela que se segue:

Tabela 6.15 - Quadro resumo do cálculo de LCOE para as diferentes tecnologias de produção que compõe o SEE, segundo método simples

Custo de Investimento Tecnologia (M€)		Custos O&M (m€)	Produção média anual (GWh)	d (%)	LCOE (€/kWh) - Método Simples
Eólica	20.23	739.00	39.75	5	0.09
PV	5.00	70.00	7.04		0.12
Diesel	28.97	717.80	150.37		0.21
Total_SEE	54.20	1 526.80	197.16		0.14

Finalmente, segundo a Figura 6.10, pode-se comparar os dois métodos de cálculo de LCOE utilizados para o caso de estudo, tal que:

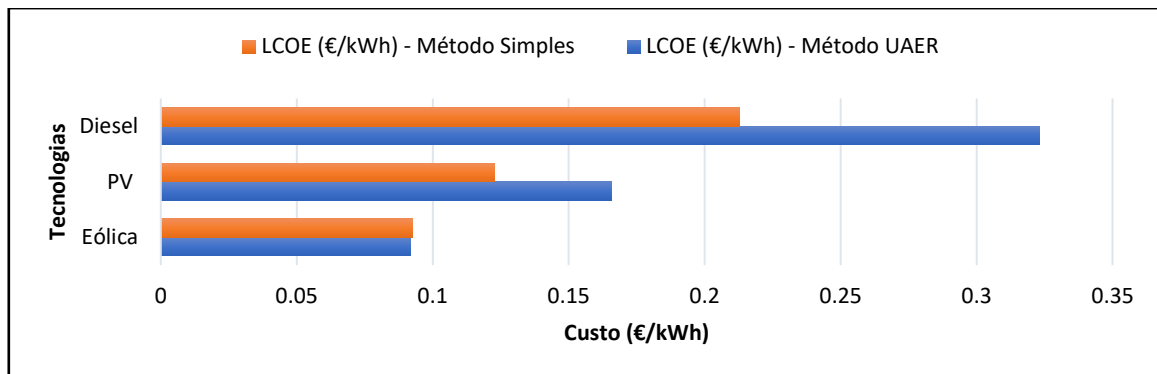


Figura 6.10 - Análise comparativa do LCOE obtido para o caso de estudo utilizando método UAER e método simples

7. Conclusões

Contextualizando a presente dissertação, cujo primeiro objetivo passou por modelar e analisar a rede elétrica e demais componentes (linhas, transformadores e geradores, ao nível do sistema de transmissão) da ilha de Santiago – Cabo Verde, fazendo uso de modelos matemáticos de otimização numa ótica OPF de um SEE em regime estacionário. Os dois modelos utilizados [11]: um modelo geral (ACOPF), que por meio das equações do trânsito de energia AC, determina os fluxos de potência ativa e reativa, e um modelo intermédio obtido a partir do modelo geral, que considera a inexistência de quedas de tensão entre os barramentos, calculando apenas a componente ativa da potência que transita na rede elétrica. Os referidos modelos matemáticos possuem equações não lineares que se inserem num contexto de otimização de programação não-linear, tendo sido implementados no *software* GAMS para solucionar de modo otimizado o problema do trânsito de energia.

Para cada modelo de otimização, foram estudados dois cenários distintos de operação do SEE: cenário A (cenário base), que tem em consideração a atual estrutura do SEE no que tange à carga e à capacidade instalada de geração de energia, e o cenário B (cenário 2020), que se baseia nos estudos efetuados em [3]–[9], para definir um novo paradigma de operação do SEE tendo em conta a evolução dos níveis de consumo de energia em todos os setores de atividade (inclusive a potência solicitada pelo processo de dessalinização) e a previsão do aumento da capacidade instalada renovável na ilha de modo a reforçar a produção de energia.

Considerando o modelo intermédio (sem variação do valor eficaz da tensão), na análise da rede elétrica face aos dois cenários de operação referidos, quanto à variação da fase de tensão entre os barramentos nota-se uma diferença máxima, do cenário A para B, de 1.18 graus, com o perfil de geração de potência ativa registando uma diferença de cerca de 8.2 MW. Quanto à otimização das perdas de potência ativa no sistema de transmissão, por meio do problema do trânsito de energia OPF, obteve-se uma diferença de 0.73 MW do cenário A face ao cenário B.

Com relação ao modelo geral (ACOPF), analogamente ao modelo anterior efetuando a análise da rede elétrica, considerando, uma variação máxima do valor eficaz da tensão entre os barramentos de 5% face ao barramento de referência (1 p.u.) em ambos os cenários operacionais, pôde-se obter uma diferença máxima de 1% no valor eficaz da tensão para o barramento 5 do cenário A para B, sendo que para os restantes barramentos apresentam valores similares. Em relação ao perfil de variação de fase de tensão registou-se uma diferença máxima de 0.46 graus do cenário A para o B. Quanto ao perfil de geração de potência ativa obteve-se cerca de 7.7 MW de diferença do cenário A para o B.

No que diz respeito à otimização das perdas de potências ativa e reativa no sistema de transmissão, por meio do problema do trânsito de energia OPF, registou-se uma diferença, com relação do cenário A para B, de 0.21 MW e 0.20 MW para a componente ativa e reativa respetivamente.

Posteriormente passando à análise dos efeitos da introdução de uma central de dessalinização como forma de minimizar a necessidade de “*curtailment*” das centrais renováveis (em especial a eólica), sendo que por outro lado, pretende-se que parcela da água potável derivado do processo de dessalinização que não se destina ao consumo humano, funcione quer como uma forma indireta de armazenar energia, mas também como uma solução mitigadora da escassez hídrica no fomento da atividade agropecuária, que constitui uma das principais fontes de rendimento das famílias e por conseguinte um dos pilares da economia da ilha [68] e [69].

Para a semana de fevereiro, no que diz respeito ao cenário A, após o aumento da capacidade instalada da central de dessalinização em 36%, registou-se um volume total produzido da ilha 14.400 m³, superando o consumo em cerca de 590 m³ semanal, enquanto para o cenário B com um aumento na ordem dos 40%, obteve-se um volume total de 16.100 m³ e um *superavit* no balanço na ordem de 1.934 m³ semanal. Em relação ao impacto na minimização da necessidade de *curtailment* das centrais

renováveis, verificou-se apenas 4% para o cenário A e cerca de 12% para o cenário B, facto que deve à maior contribuição das renováveis na geração elétrica do sistema e por conseguinte maior necessidade de controlo dos parâmetros fundamentais da rede (tensão e frequência).

Quanto à semana típica de agosto, para um aumento em ambos os cenários de 25% da capacidade instalada da central de dessalinização, os resultados obtidos foram de 12.317 m³, com um *superavit* no balanço de 3.586 m³, e 13.327 m³, com balanço de 3.772 m³, para os cenários A e B respetivamente. No que diz respeito à minimização da necessidade de *curtailment* das centrais renováveis, verificou-se cerca de 30% para o cenário A e cerca de 27% para o cenário B. Essa diminuição de 3% da necessidade de operar *curtailment* às renováveis na geração elétrica do sistema significa que nesse período houve condições meteorológicas e de operação estáveis que permitiram gerir o SEE com maior segurança e fiabilidade.

Posto isto, com o nível de armazenamento registado sobretudo na semana típica de agosto em relação aos cenários operacionais apresentados nesta dissertação, é possível afirmar que tendo uma maior capacidade instalada do que atualmente e previsto em 2020 e com a aposta essencialmente nas tecnologias renováveis, em detrimento das fontes convencionais por forma a que os custos inerentes ao processo de dessalinização não se façam sentir na fatura final ao consumidor, obtém-se uma margem suficiente na disponibilidade hídrica da ilha para apostar nas culturas hidropónicas aumentando assim a cadeia de valores dos produtos agropecuários ao longo de todo o ano - relançando a competitividade do mercado interno e a economia da ilha.

Finalmente procedeu-se à análise económica das tecnologias de geração de energia que compõem o SEE em estudo, onde foi considerado dois métodos para determinar o LCOE, que é a métrica utilizada para comparar tecnologias de fontes distintas. Utilizando o método UAER (expressões 4.5 a 4.9) para uma taxa de amortização do investimento inicial de 7.5%, num horizonte temporal de 10 anos, enquanto para o método simples LCOE (expressões 4.10 e 4.11) para uma taxa de 5% no mesmo horizonte temporal.

De modo geral, obteve-se um menor custo para a tecnologia eólica, com ambos os métodos de análise do LCOE a apresentarem valores similares de 0.09 €/kWh, seguindo-se a tecnologia solar fotovoltaica com valores de 0.17 €/kWh e 0.12 €/kWh para o método UAER e método simples respetivamente. Já a tecnologia diesel apresenta em ambos os métodos, valores mais elevados, situando-se em 0.32 €/kWh método UAER e 0.21 €/kWh método simples.

Com isso permite constatar que as tecnologias renováveis, atualmente, já atingiram maturidade económica suficiente, de modo que justificam um grande investimento em substituição das tecnologias convencionais, porém como referido ao longo da presente dissertação, por se tratar de um sistema isolado “ilha”, o planeamento e gestão ao nível de reservas do SEE e estabilidade dos parâmetros fundamentais da rede devem ser levados em consideração de modo a ser salvaguardado tanto a segurança e fiabilidade como a integridade do próprio SEE.

É precisamente nesta perspetiva que entram as centrais de dessalinização permitindo que haja margem de aumento da penetração renovável variável no tempo e simultaneamente vem aumentar a disponibilidade hídrica da ilha, numa altura crítica em que se vive [69],[70], [71] e por outro lado uma redução na tarifa quer de eletricidade como de água ao consumidor final [40], contrariamente ao que é praticado atualmente.

- **Perspetivas de trabalhos a desenvolver**

- Obtenção, junto das entidades competentes, de dados operacionais reais do SEE (consumo e produção horários), e restantes componentes da rede elétrica, a fim de alcançar resultados precisos na análise e otimização do trânsito de energia da rede elétrica da ilha;
- Aplicar o modelo geral (ACOPF) na análise e otimização do trânsito de energia de modo a elaborar um conjunto de recomendações ou ações corretivas na operação do SEE para minimização das enormes perdas na produção e transmissão que existem atualmente, e consequentemente elaboração de planos de contingência operacional;
- Análise operacional da central de dessalinização da ilha (osmose inversa) e possibilidade da sua integração direta na rede elétrica, tendo em conta a possibilidade de haver maior penetração renovável na ilha sem que haja aumento da geração termoelétrica e com a perspetiva de a médio, longo prazo reduzir gradualmente a dependência de combustível fóssil em relação aos níveis atuais;
- Dimensionamento de unidades de dessalinização nos restantes concelhos da ilha, de acordo com o nível de consumo e unidades de armazenamento de água, tendo em vista a possibilidade de rentabilizar esse investimento com a aplicação da cultura hidropónica e outras atividades do setor agropecuário, crucial no desenvolvimento da economia da ilha;
- Análise técnico económica de toda a logística de implementação das centrais de dessalinização e renováveis na ilha, tendo por objetivo apurar o impacto na tarifa de venda de água aos consumidores;
- Adaptar os referidos pontos acima às condições técnicas do SEE e da realidade socioeconómica das restantes ilhas do arquipélago de Cabo Verde;

8. Referências

- [1] Estado de Cabo Verde, “Conselho de ministros - Boletim Oficial - Resolução nº7/2012,” pp. 162–202, 2012.
- [2] Estado de Cabo Verde, “Conselho de ministros - Boletim Oficial - Resolução nº100/2015,” pp. 1864–1948, 2015.
- [3] G. E. Solutions S.A, “Plano Energético Renovável Cabo Verde: Estudo do recurso solar,” Praia, 2011.
- [4] G. E. Solutions S.A, “Plano Energético Renovável Cabo Verde: Estudo do recurso marítimo,” Praia, 2011.
- [5] G. E. Solutions S.A, “Plano Energético Renovável Cabo Verde: Estudo do recurso eólico,” Praia, 2011.
- [6] G. E. Solutions S.A, “Plano Energético Renovável Cabo Verde: Estudo do recurso hídrico,” Praia, 2011.
- [7] G. E. Solutions S.A, “Plano Energético Renovável Cabo Verde: Plano de investimentos,” Praia, 2011.
- [8] G. E. Solutions S.A, “Plano Energético Renovável Cabo Verde: Estudo da evolução da procura,” Praia, 2011.
- [9] G. E. Solutions S.A, “Plano Energético Renovável Cabo Verde: Especificação conceptual do modelo SIMRES®,” Praia, 2011.
- [10] Direção Geral de Energia de Cabo Verde, “Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis,” 2015.
- [11] Ana Raquel Tibúrcio Castanho, “Análise de Sensibilidade da Capacidade de Transporte da Rede Elétrica ao Aumento da Produção Renovável Distribuída : Desenvolvimento de Modelos de Otimização,” Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa, 2016.
- [12] B. D. Fonseca, “Integração das fontes de energia renovável em ilhas e regiões remotas,” 2009.
- [13] J. B. Barruncho, “Modelização e Análise da Rede Elétrica da Ilha de Santiago em Cabo Verde,” 2016.
- [14] S. A. R. L. ELECTRA, “Relatório e contas - Exercício de 2016,” Praia, Cabo Verde, 2016.
- [15] I. Kyushu Electric Power Co., “The Study of Information Collection and Verification Survey for Renewable Energy Introduction and Grid Stabilization in The Republic of Cabo Verde Draft Final Report,” no. August, 2016.
- [16] S. A. R. L. ELECTRA SUL, “Relatório e Contas - Exercício de 2016,” Praia, 2016.
- [17] J. Machowski, J. W. Bialek, and J. R. Bumby, *POWER SYSTEM DYNAMICS: STABILITY and CONTROL*. London, UK., 2008.
- [18] N. Joaquim and P. Oliveira, “Análise do Impacto da Integração de Energias Renováveis em Redes Distribuição,” 2011.
- [19] R. Ehrlich, *RENEWABLE ENERGY - A FIRST COURSE*. New York, 2013.
- [20] T. Ackermann, *Isolated Systems with Wind Power*. Stockholm, Sweden: Royal Institute of Technology.
- [21] R. M. da F. M. Pereira, “ESTUDO DA ESTABILIDADE DINÂMICA DE TENSÃO EM REDES COM ELEVADA PENETRAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA,” Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2013.

- [22] Carlos Coelho Leal Moreira, “IDENTIFICATION AND DEVELOPMENT OF MICROGRIDS EMERGENCY CONTROL PROCEDURES,” 2008.
- [23] A. Isabel and L. Estanqueiro, “INSTITUTO SUPERIOR TÉCNICO,” 1997.
- [24] A. Estanqueiro, I. N. De Engenharia, and I. Ineti, “15 % Wind Energy Penetration : the Portuguese Case Study,” 2007.
- [25] José Aútilio, “Avaliação do Impacto da Integração de Produção Dispersa de Origem Renovável na Rede Eléctrica de Santiago – Cabo Verde,” Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2011.
- [26] Patrício Fernandes Andrade, “Avaliação da Capacidade de Penetração de Potência Eólica na Rede Elétrica da Ilha da Boa Vista - Cabo Verde,” ESTSetúbal/Instituto Politécnico de Setúbal.
- [27] Egas Sidney Fernandes Mascarenhas, “Modelação dinâmica de rede com integração de centrais eólicas,” FACULDADE DE CIÊNCIAS - UNIVERSIDADE DE LISBOA FACULDADE, 2015.
- [28] J. M. P. Carreiras, “Sistema híbrido de produção de energia para sistema de comunicações rádio,” ESTG/ Instituto Politecnico de Viana do Castelo, 2013.
- [29] Salvador Ruiz, “La Desalinización de Agua de Mar para Riego Agrícola de Cultivos Hortícolas,” 2017. [Online]. Available: <https://www.intagri.com/articulos/agua-riego/la-desalinizacion-de-agua-de-mar-para-riego>. [Accessed: 06-Feb-2018].
- [30] Future Water, “Agua marina desalinizada para riego agrícola?: Sí, pero mezclada.,” 2014. [Online]. Available: <http://www.futurewater.es/2014/12/agua-desalinizada-para-riego-agricola-si-pero-mezclada/>. [Accessed: 06-Feb-2018].
- [31] M. C. Brito, “Photovoltaics Fundamentals,” Lisboa, 2016.
- [32] BlueSol Energia Solar, “Introdução a sistemas de energia solar fotovoltaica,” in *Os Sistemas de Energia Solar Fotovoltaica*, 2015, pp. 14–81.
- [33] M. Helena, O. Pestana, and E. Electrotécnica, “Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores Avaliação e Controlo de Segurança de Redes Interligadas com Grande Penetração Eólica com base em Métodos de Aprendizagem Automática,” 2007.
- [34] Susana Sofia Marques Gaio, “Produção de água potável por dessalinização : Tecnologias, Mercado e Análise de Viabilidade Económica,” FACULDADE DE CIÊNCIAS - UNIVERSIDADE DE LISBOA, 2016.
- [35] T. Younos and K. E. Tulou, “Overview of Desalination Techniques,” pp. 3–10, 2005.
- [36] H. Kotb, E. H. Amer, and K. A. Ibrahim, “On the optimization of RO (Reverse Osmosis) system arrangements and their operating conditions,” *Energy*, vol. 103, pp. 127–150, 2016.
- [37] R. Dashtpour and S. N. Al-zubaidy, “Energy Efficient Reverse Osmosis Desalination Process,” vol. 3, no. 4, 2012.
- [38] D. Mentis *et al.*, “Desalination using renewable energy sources on the arid islands of South Aegean Sea,” *Energy*, vol. 94, pp. 262–272, 2016.
- [39] J. S. Kim, J. Chen, and H. E. Garcia, “Modeling , control , and dynamic performance analysis of a reverse osmosis desalination plant integrated within hybrid energy systems,” *Energy*, vol. 112, pp. 52–66, 2016.
- [40] Inforpress, “Porto Novo: Abastecimento de água dessalinizada é principal fonte de endividamento do município,” Praia, Cabo Verde, 2018.
- [41] J. A. Carta, J. González, P. Cabrera, and V. J. Subiela, “Preliminary experimental analysis of a small-scale prototype SWRO desalination plant , designed for continuous adjustment of its energy consumption to the widely varying power generated by a stand-alone wind turbine,”

- vol. 137, pp. 222–239, 2015.
- [42] M. S. Atab, A. J. Smallbone, and A. P. Roskilly, “An operational and economic study of a reverse osmosis desalination system for potable water and land irrigation,” *DES*, vol. 397, pp. 174–184, 2016.
- [43] A. P. P and H. Yuliando, “Soilless Culture System to Support Water Use Efficiency and Product Quality : a Review,” *Ital. Oral Surg.*, vol. 3, pp. 283–288, 2015.
- [44] S. Pestana, Rui and Faías, “Solução do Trânsito de Energia – Método Gauss-Seidel,” Lisboa, 2010.
- [45] T. R. Kuphaldt, *Lessons In electric Circuits, Volume II – AC - Sixth Edition, last update July 25, 2007*. 2007.
- [46] R. C. and D. M. S. E, “O Sistema de Energia Elétrica,” Lisboa, 2014.
- [47] M. A. Matos, “Sistema por unidade,” pp. 1–5, 2003.
- [48] Dataset: MERRA2 (global), “Renewable.ninja.” [Online]. Available: <https://www.renewables.ninja/>. [Accessed: 30-Jan-2018].
- [49] P. M. Castro, R. M. Lima, A. Estanqueiro, G. Energia, and F. De Ci, “Integrated sizing and scheduling of wind / PV / diesel / battery isolated systems,” vol. 83, pp. 646–657, 2015.
- [50] R. E. Rosenthal, *GAMS — A User ’ s Guide*. Washington, DC, 2007.
- [51] U-Cursos, “GAMS - Simplified User’s Guide.” [Online]. Available: <https://www.u-cursos.cl/ingenieria/2010/1/IN47B/1/>. [Accessed: 20-Mar-2018].
- [52] A. Drud, *CONOPT : A GRG CODE FOR LARGE SPARSE DYNAMIC NONLINEAR OPTIMIZATION PROBLEMS The present paper presents a GRG-based optimization system called CONOPT , which is designed for large time-dependent nonlinear optimization problems . CONOPT*, vol. 31. 1985.
- [53] A. I. Technology, K. District, and C. Author, “STATE OF ART IN OPTIMAL POWER FLOWSOLUTION METHODOLOGIES,” vol. 30, no. 2, 2011.
- [54] A. X. and D. T. P. Sun, “Fully Decentralized AC Optimal Power Flow Algorithms,” pp. 2–3.
- [55] Iowa Educational Institution, “The DC Power Flow Equations 1.0,” 2000. [Online]. Available: <http://www.ece.iastate.edu/~rkumar/EE458/3busPowerFlow.doc>.
- [56] C. M. D. E. L. Énergie, Y. D. Kim, A. Pacific, S. Asia, and C. Frei, “World Energy Resources E-storage : Shifting from cost to value Wind and solar applications,” 2016.
- [57] IRENA, “Renewable Energy and Jobs,” 2018.
- [58] O. and R. IRENA, “Renewable Energy Policies in a Time of Transition,” 2018.
- [59] I. Renewable and E. Agency, *RENEWABLE ENERGY AUCTIONS*. .
- [60] I. Renewable and E. Agency, *Power Generation Costs in 2017*. 2017.
- [61] The World Bank, “International Comparison Program (ICP),” 2016. [Online]. Available: <http://www.worldbank.org/en/programs/icp>. [Accessed: 15-Apr-2018].
- [62] The World Bank, “World Development Indicators,” 2016. [Online]. Available: <https://data.worldbank.org/products/wdi>. [Accessed: 16-Apr-2018].
- [63] The World Bank, “GDP (current US\$),” 2016. [Online]. Available: <https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.CD>. [Accessed: 15-Apr-2018].
- [64] S. A. R. L. ELECTRA, “Dados operacionais 2016,” Praia, Cabo Verde, 2017.
- [65] A. L. Monteiro, “Atlas do potencial eólico para o arquipélago de Cabo Verde,” Faculdade de

Ciências da Universidade de Lisboa, 2018.

- [66] Copernicus, “Solar radiation data.” [Online]. Available: <https://atmosphere.copernicus.eu/services/solar-radiation>. [Accessed: 18-May-2018].
- [67] K. Kaldellis and A. Kavadas, “Renewable energy desalination plants for the Greek islands w technical and economic considerations,” vol. 170, 2004.
- [68] Inforpress, “Escassez hídrica e insularidade são alguns constrangimentos que o país ainda enfrenta no setor de água e saneamento, diz ministro,” Praia, Cabo Verde, 2018.
- [69] Inforpress, “Mau Ano Agrícola: Embaixador dos EUA preocupado com as famílias das zonas agrícolas apela à ajuda internacional,” Praia, Cabo Verde, 2018.
- [70] EXPRESSO DAS ILHAS, “FAO coloca Cabo Verde na lista de países a precisarem de assistência alimentar,” *Agência LUSA*, Praia, Cabo Verde, 2018.
- [71] RTC, “Atual situação do país caracteriza-se por uma crise hídrica sem precedentes,” Praia, Cabo Verde, 2018.

9. Anexos

A.1. Trânsito de Energia

- Cenário A

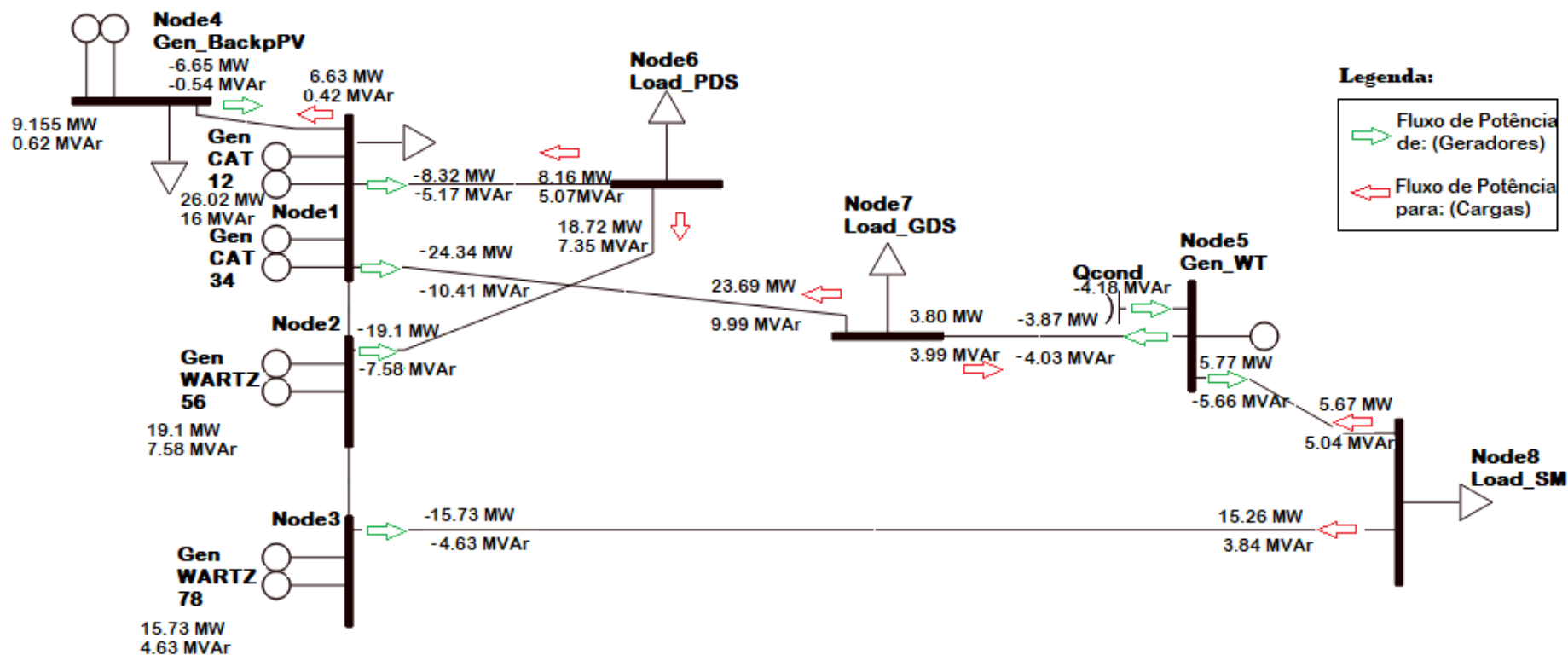


Figura A. 1: Diagrama de potência transitada entre barramentos – Modelo ACOPF – Cenário A (Base)

• Cenário B

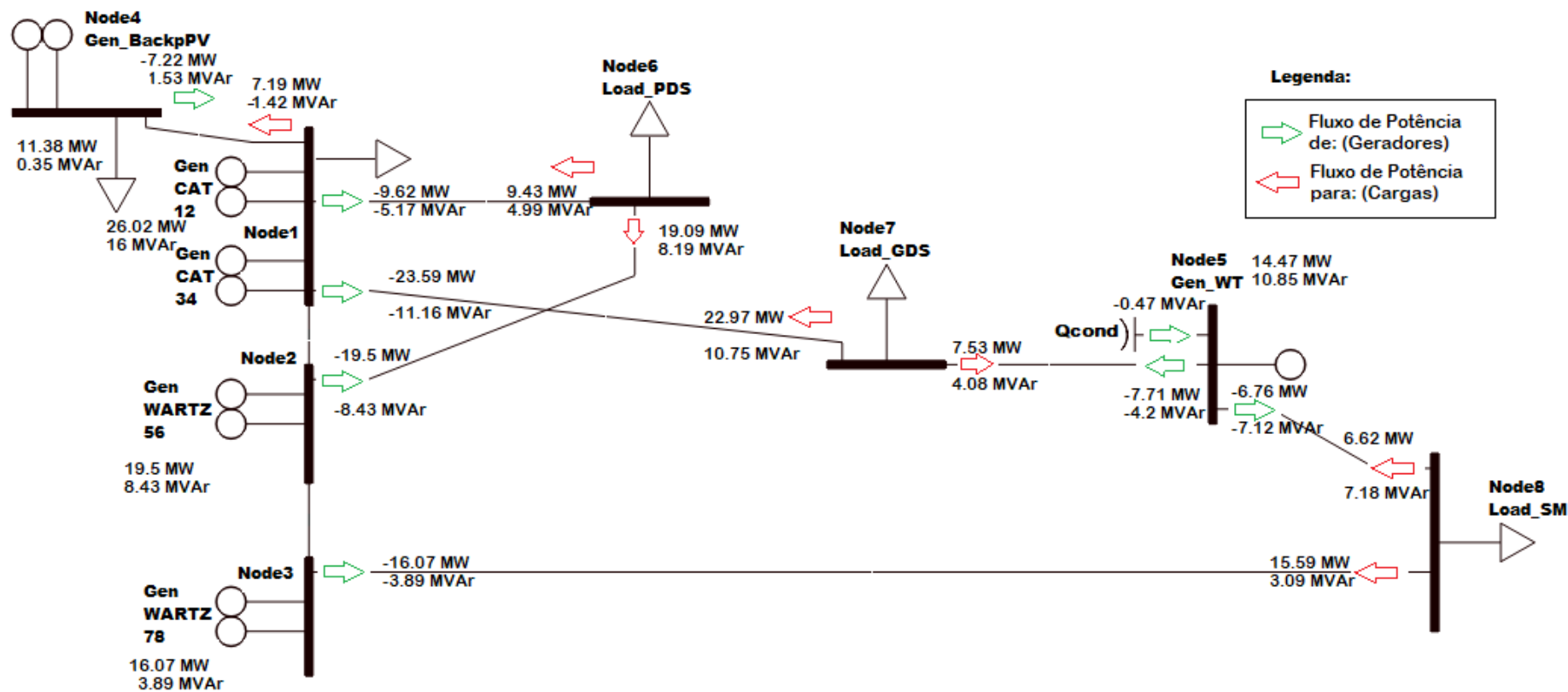


Figura A. 2: Diagrama de potência transitada entre barramentos – Modelo ACOPF – Cenário B (2020)

B.1. Linhas de Transmissão

Tabela B. 1: Parâmetros das linhas de transmissão

Ligação entre barramentos	Nível de Tensão (kV)	Modelo Linha	Distância (km)	r (Ω /km)	l (H/km)	C (F)
Node1 .Node6	20	LXHIOV 240 mm2	2.5	0.16	3.42E-04	3.19E-08
Node1 .Node7	60	Aster 228 mm2	12	0.18	1.53E-03	1.53E-07
Node1 .Node4	20	LXHIOV 240 mm2	4.3	0.16	3.37E-04	5.48E-08
Node2 .Node6	20	LXHIOV 240 mm2	2.5	0.16	3.37E-04	3.19E-08
Node3 .Node8	60	Aster 228 mm2	38	0.18	1.66E-03	4.84E-07
Node5 .Node7	20	LXHIOV 240 mm2	6.5	0.16	3.00E-04	8.28E-08
Node5 .Node8	60	Aster 228 mm2	32	0.18	1.66E-03	4.08E-07

Tabela B. 2: Parâmetros principais das linhas de transmissão, adaptadas às necessidades do caso de estudo

Ligação entre barramentos	Nível de Tensão (kV)	R [Ω]	L [H]	X _L [Ω]	X _C [Ω]	G _{ij} (S)	B _{ij} (S)	B _{ij_Tr} (S)
Node1 .Node6	20	0.4	8.55E-04	0.27	-5.81E+04	1.00	-0.67	8.61E-06
Node1 .Node7	60	2.16	1.84E-02	5.77	-9.99E+04	1.74	-1.15	5.00E-06
Node1 .Node4	20	0.69	1.45E-03	0.46	-2.08E+04	0.06	-0.15	2.40E-05
Node2 .Node6	20	0.4	8.43E-04	0.26	-9.99E+04	1.86	-1.09	5.00E-06
Node3 .Node8	60	6.84	6.31E-02	19.82	-6.58E+03	0.02	-0.05	7.60E-05
Node5 .Node7	20	1.04	1.95E-03	0.61	-3.84E+04	0.66	-0.45	1.30E-05
Node5 .Node8	60	5.76	5.31E-02	16.69	-7.81E+03	0.02	-0.05	6.40E-05

Tabela B. 3: Parâmetros principais das linhas de transmissão, adaptadas às necessidades dos modelos de otimização aplicados no caso de estudo

Ligação entre barramentos	Nível de Tensão (kV)	R pu	X _L pu	Z pu	G _{ij} pu	B _{ij} pu	B _{ij} _Tr pu
Node1 .Node6	20	0.17	0.12	0.21	4.01	-2.69	3.44E-05
Node1 .Node7	60	0.01	0.07	0.07	6.95	-4.60	2.00E-05
Node1 .Node4	20	0.54	0.16	0.56	2.05	-5.47	8.65E-04
Node2 .Node6	20	0.10	0.06	0.12	7.42	-4.37	2.00E-05
Node3 .Node8	60	0.19	0.55	0.58	0.56	-1.62	2.74E-03
Node5 .Node7	20	0.26	0.17	0.31	2.65	-1.78	5.20E-05
Node5 .Node8	60	0.16	0.46	0.49	0.67	-1.93	2.31E-03

C.1. Geradores

Tabela C. 1: Potências de operação dos geradores termoeletrônicos, adaptadas às necessidades do caso de estudo

Barramentos	Geradores	Sn (MVA)	Pmin (MW)	Pmax (MW)	Qmin (MVar)	Qmax (MVar)
node1	CAT_12	13.95	4.47	11.16	-8.37	8.73
	CAT_34	18.57	5.94	14.86	-11.14	11.14
node2	WARTZ_56	22.00	8.80	19.50	-14.63	14.63
node3	WARTZ_78	22.00	8.80	19.50	-14.63	14.63
node4	Backup/PV	11.13	3.96	9.16	-6.87	6.87
node5	P. Eólico	11.90	3.74	9.65	-7.24	7.24

